

**UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR**  
**FACULTAD DE INGENIERIA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y**  
**AMBIENTAL**  
**CARRERA DE GEOLOGÍA**

“MODELO GEOLÓGICO DEL RESERVORIO “T” SUPERIOR Y CÁLCULO DE  
RESERVAS DEL CAMPO MARIANN EN EL BLOQUE TARAPOA, MAYO 2013”.

JENNY PRISCILA GRANJA CARRERA

Quito, Agosto 2013

**UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR**  
**FACULTAD DE INGENIERIA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y**  
**AMBIENTAL**  
**CARRERA DE GEOLOGÍA**

“MODELO GEOLÓGICO DEL RESERVORIO “T” SUPERIOR Y CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO MARIANN EN EL BLOQUE TARAPOA”.

**Trabajo de Grado presentado como requisito para obtener el Título de Ingeniero en Geología, Grado Académico de Tercer Nivel**

**Autor.**

JENNY PRISCILA GRANJA CARRERA

**Tutor.**

Elías Ibadango

Quito, Agosto del 2013

## AUTORIZACIÓN DE LA AUTORÍA INTELECTUAL

Yo, JENNY PRISCILA GRANJA CARRERA, en calidad de autor de la tesis realizada sobre: **“MODELO GEOLÓGICO DEL RESERVORIO “T” SUPERIOR Y CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO MARIANN EN EL BLOQUE TARAPOA”**, por la presente autorizo a la UNIVERSIDAD CENTRAL DE ECUADOR, hacer uso de todos los contenidos que me pertenecen o de parte de los que contiene esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden, con excepción de la presente autorización seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6, 8, 19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, 01 de Agosto del 2013



---

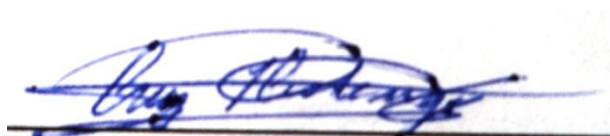
Jenny Priscila Granja Carrera

C.I. N° 2100324371

## APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de tutor del Trabajo de Grado, presentado por la señorita **JENNY PRISCILA GRANJA CARRERA**, para optar por el Título de **INGENIERA EN GEOLOGÍA** cuyo título es “**MODELO GEOLÓGICO DEL RESERVORIO “T” SUPERIOR Y CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO MARIANN EN EL BLOQUE TARAPOA**”. Considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Quito a los 31 días del mes de Julio del 2013.



Ing. Elías Ibadango

TUTOR DE TESIS

Cd. N° 1001442613

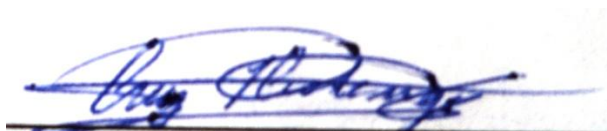
## APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El Tribunal constituido por: Ing. Pedro Espín, Ing. Benigno Trujillo, Ing. Patricio Izurieta, DECLARAN: Que la presente tesis denominada: “MODELO GEOLÓGICO DEL RESERVORIO “T” SUPERIOR Y CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO MARIANN EN EL BLOQUE TARAPOA”, ha sido elaborada íntegramente por la señorita JENNY PRISCILA GRANJA CARRERA, egresada de la carrera de Geología, ha sido revisada y verificada, dando fe de originalidad del presente trabajo.

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el Proyecto de Tesis para su Defensa Oral.

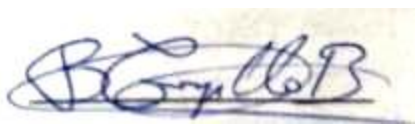
En la ciudad de Quito al día 1 del mes de Agosto del 2013.

Para constancia de lo actuado firman:



Ing. Elías Ibadango

TUTOR DE TESIS



Ing. Benigno Trujillo

ASESOR DE TESIS



Ing. Patricio Izurieta

ASESOR DE TESIS

## **DEDICATORIA**

*A Dios que me llena de bendiciones día a día al darme la maravillosa familia que tengo, y permitirme compartir con ellos este gran logro.*

*A mis padres Bayardo y Jaqueline quienes son el pilar fundamental en mi vida, por su amor, por sus enseñanzas, por la motivación constante y por su apoyo incondicional.*

*A mis hermanos Alex y Selena que son las personitas que alegran mi existencia en mis días grises.*

*A todos mis familiares, amigos y a quienes recién se sumaron en mi vida para hacerme compañía brindándome su amistad, comprensión y palabras de aliento con una sonrisa.*

## **AGRADECIMIENTO**

*Tantas desveladas!! Todo mi esfuerzo, sacrificio y perseverancia se ven reflejados en esta tesis, por eso doy gracias a todas las personas que de alguna manera forman parte de mi vida y han influido en mi formación personal y profesional.*

*A la Universidad Central del Ecuador, y a mis maestros que a lo largo de mi carrera, han aportado a mi formación transmitiéndome sus conocimientos y que muy acertadamente han sabido guiarme.*

*A la Empresa Andes Petroleum que me abrió sus puertas brindándome la oportunidad de realizar mi proyecto de tesis para poder así culminar con mis estudios universitarios.*

*A todas las personas y profesionales que conocí dentro de la empresa que fueron parte de la realización de este sueño anhelado, en especial al Ing. Washington Alarcón quien fue mi guía de tesis, gracias por las enseñanzas y el tiempo dedicado.*

## SIGLAS Y ABREVIATURAS

A	Área de drenaje (acres)
BAPD	Barriles de agua por día.
BFPD	Barriles de fluido por día.
BN	Barriles en condiciones Normales.
Bo	Factor volumétrico de formación de petróleo
BPPD	Barriles de petróleo por día.
BPPM	Barriles de petróleo por mes.
BSW	Saturación de agua en porcentaje.
BVW	Volumen de Agua Aparente.
BY	Barriles en condiciones del Yacimiento.
GR	Gamma Ray.
h	Espesor Neto
K	Permeabilidad.
LWR_T_SS	Tope de la Arenisca “T” Inferior.
MD	Profundidad Medida.
mpcs	Miles de pies cúbicos estándar.
mpcsM	Miles de pies cúbicos estándar por mes.
Mudlog	Registro de control de perforación.
PHID	Porosidad por densidad
PHIE	Porosidad Efectiva.
PHIN-NPHI	Porosidad a partir del registro Neutrónico.
POES	Petróleo original en Sitio
RESD	Resistividad de la zona virgen.
RESM	Resistividad de la zona de transición.
RESS	Resistividad de la zona invadida.
RF	Factor de recobro
RHOB	Registro de Densidad.
Rw	Resistividad del agua de formación.
So	Saturación de petróleo
SwA	Saturación de Agua.
SwIrr	Saturación de Agua Irreducible.
TVD	Profundidad Vertical Verdadera.



TVDSS	Profundidad Vertical Verdadera bajo el Nivel del Mar.
UPR_T_SS	Tope Arenisca “T” Superior.
Vsh	Volumen de Arcilla.
$\Phi$	Porosidad, adimensional
$\Phi_e$	Porosidad Efectiva.
$\Phi_t$	Porosidad Total.

### **EQUIVALENCIAS INGLÉS – ESPAÑOL**

UPPER SHOREFACE	=	SUPERFICIE DE FRENTE DE PLAYA
MIDDLE SHOREFACE	=	FRENTE DE PLAYA MEDIO
LOWER SHOREFACE	=	FRENTE DE PLAYA BAJO

## ÍNDICE GENERAL

pp.

<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	x
<b>LISTA DE MAPAS</b> .....	xvi
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	xiii
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	xx
<b>RESUMEN DOCUMENTAL</b> .....	xxi
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	xxiii

## CAPITULO I

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Enunciado del Problema.....	1
1.2 Enunciado del Tema.....	1
1.3 Formulación del Problema .....	1
1.4 Objetivos .....	2
1.4.1 Objetivo General .....	2
1.4.2 Objetivos Específicos .....	2
1.5 Justificación.....	2

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

2.1 Marco Institucional .....	3
2.2 Marco Legal .....	3
2.3 Marco Ético .....	4

2.4 Marco Referencial .....	4
2.4.1 Antecedentes .....	4
2.5 Marco Geológico Regional .....	5
2.5.1 Geología de la Cuenca Oriente.....	5
2.5.2 Estilo tectónico y dominios estructurales .....	7
a. Dominio Occidental: Sistema Subandino.....	9
b. Dominio Central: corredor Sacha- Shushufindi .....	10
c. Dominio Oriental: sistema invertido Capirón Tiputini.....	10
2.5.3 Síntesis estratigráfica.....	11
2.5.3.1 Precámbrico.....	12
2.5.3.2 Paleozóico .....	12
2.5.3.3 Mesozóico .....	12
2.5.3.4 Cretácico.....	13
2.5.3.5 Cenozóico.....	19
2.5.3.6 Neógeno y Cuaternario.....	20
2.6 Marco Geológico Local.....	22
2.6.1 Geografía del Bloque Tarapoa .....	22
2.6.1.1 Ubicación geográfica.....	22
2.6.1.2 Identificación y ubicación de campos .....	22
2.6.2 Campo Mariann.....	23
2.6.2.1 Generalidades .....	24
2.6.2.2 Geología local .....	25
2.6.2.3 Análisis estructural .....	25
2.6.2.4 Reservorios.....	26
2.6.2.5 Producción y pozos .....	29
2.7 Base teórica de los Registros de Pozos .....	32
2.7.1 Registro SP.....	33

2.7.2 Registro de Resistividad.....	33
2.7.2 Registro Gamma Ray .....	38
2.7.2 Registro de Neutrónico.....	39
2.7.2 Registro de Densidad .....	40
2.8 Base teórica para el análisis petrofísico .....	48
2.9 Base teórica para el modelamiento.....	41
2.10 Base teórica para el cálculo de reservas .....	41

### **CAPITULO III**

#### **DISEÑO METODOLÓGICO**

3.1 Tipo de Estudio .....	46
3.2 Universo y Muestra .....	46
3.3 Técnicas.....	46
3.4 Recolección de datos.....	47
3.5 Procesamiento de datos .....	47

#### **ASPECTOS ADMINISTRATIVOS**

Factibilidad y accesibilidad.....	48
-----------------------------------	----

### **CAPITULO IV**

#### **ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS**

4.1 Geología de los campos.....	49
4.1.1 Registros Tipo .....	49
4.1.2 Determinación de topes y bases .....	52

4.1.3 Correlaciones estratigráficas .....	60
4.1.3.1 Correlación Estratigráfica 1.....	61
4.1.3.2 Correlación Estratigráfica 2.....	61
4.1.3.3 Correlación Estratigráfica 3.....	61
4.1.3.4 Correlación Estratigráfica 4.....	62
4.1.3.5 Correlación Estratigráfica 5.....	62
4.1.3.6 Correlación Estratigráfica 6.....	62
4.1.3.6 Correlación Estratigráfica 7.....	62
4.1.3.8 Correlación Estratigráfica 8.....	63
4.1.3.9 Correlación Estratigráfica 9.....	63
4.1.4 Mapa estructural.....	63
4.1.4.1 Mapa estructural al tope de la Zona de transición.....	63
4.1.4.1 Mapa estructural al tope del Ciclo 1.....	64
4.1.4.2 Mapa estructural al tope del Ciclo 2.....	64
4.1.4.3 Mapa estructural al tope del Ciclo 3.....	65
4.1.4.4 Mapa estructural al tope del Upper T.....	65
4.2 Análisis de los parámetros petrofísicos .....	65
4.2.1 Mapas de isoporosidad.....	69
4.2.1.1 Mapa de isoporosidad de la Zona de Transición.....	75
4.2.1.2 Mapa de isoporosidad de Lower Shoreface .....	75
4.2.1.3 Mapa de isoporosidad de Middle Shoreface .....	75
4.2.1.4 Mapa de isoporosidad de Upper Shoreface.....	75
4.2.2 Mapas de saturación de agua (SWA) .....	75
4.2.1.1 Mapa de SWA de la Zona de Transición .....	79
4.2.1.2 Mapa de SWA de Lower Shoreface .....	79
4.2.1.3 Mapa de SWA de Middle Shoreface .....	79
4.2.1.4 Mapa de SWA de Upper Shoreface .....	79

4.2.3 Mapas de espesores .....	79
4.2.3.1 Mapa de espesores Netos (Zona de transición) .....	80
4.2.3.2 Mapa de espesores Netos (Lower Shoreface) .....	80
4.2.3.3 Mapa de espesores Netos (Middle Shoreface) .....	80
4.2.3.4 Mapa de espesores Netos (Upper Shoreface) .....	80
4.2.3.5 Mapa de Espesores netos saturados de petróleo .....	80
4.3 Modelamiento Geológico .....	81
4.3.1 Mapa de paleorelieve .....	82
4.3.2 Mapa de facies .....	83
4.3.2.1 Mapa de facies de la Zona de Transición .....	91
4.3.2.2 Mapa de facies de Lower Shoreface .....	91
4.3.2.3 Mapa de facies de Middle Shoreface .....	91
4.3.2.4 Mapa de facies de Upper Shoreface .....	91
4.3.3 Análisis sedimentario de núcleos de perforación .....	92
4.3.4 Análisis de los registros de pozos .....	98
4.3.5 Proceso depositacional de la arenisca “T” superior .....	98
4.3.6 Determinación del modelo de depositación .....	99
4.3.7 Geometría de los cuerpos sedimentarios .....	102
4.4 Cálculo de reservas .....	106
4.4.1 Cálculo del POES .....	109

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

5.1 Conclusiones .....	111
5.2 Recomendaciones .....	113

## CAPÍTULO VI

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bibliografía .....	114
Webgrafía.....	115

## CAPÍTULO VIII

### ANEXOS

ANEXO A: Glosario de términos .....	117
ANEXO B: Cronograma de actividades .....	119
ANEXO C: Presupuesto.....	120
ANEXO D: Autorización de la empresa .....	121
ANEXO E: Descripción Sedimentaria del núcleo Mariann_9 .....	122
ANEXO F: Descripción Sedimentaria del núcleo San José_1 .....	123
ANEXO G: Correlación Estratigráfica 1 .....	124
ANEXO H: Correlación Estratigráfica 2 .....	125
ANEXO I: Correlación Estratigráfica 3 .....	126
ANEXO J: Correlación Estratigráfica 4.....	127
ANEXO K: Correlación Estratigráfica 5 .....	128
ANEXO L: Correlación Estratigráfica 6.....	129
ANEXO M: Correlación Estratigráfica 7.....	130
ANEXO N: Correlación Estratigráfica 8 .....	131
ANEXO O: Correlación Estratigráfica 9 .....	132
ANEXO P: CERTIFICADO DE TRACUCCIÓN DEL RESUMEN AL INGLÉS.....	133

## LISTA DE MAPAS

- Mapa 0:** Mapa Estructural al tope de la Zona de Transición
- Mapa 1:** Mapa Estructural al tope del Ciclo 1
- Mapa 2:** Mapa Estructural al tope del Ciclo 2
- Mapa 3:** Mapa Estructural al tope del Ciclo 3
- Mapa 4:** Mapa Estructural al tope de Upper T
- Mapa 5:** Modelo de Isoporosidades en 3D de todo el reservorio
- Mapa 6:** Secciones Verticales de Isoporosidades en 3D de todo el reservorio
- Mapa 7:** Mapa de Isoporosidad (Zona de Transición)
- Mapa 8:** Mapa de Isoporosidad (Lower Shoreface)
- Mapa 9:** Mapa de Isoporosidad (Middle Shoreface)
- Mapa 10:** Mapa de Isoporosidad (Upper Shoreface)
- Mapa 11:** Modelo 3D de saturación de agua de todo el reservorio
- Mapa 12:** Secciones Verticales de saturación de agua en 3D de todo el reservorio
- Mapa 13:** Mapa de Saturación de agua (Zona de Transición)
- Mapa 14:** Mapa de Saturación de agua (Lower Shoreface)
- Mapa 15:** Mapa de Saturación de agua (Middle Shoreface)
- Mapa 16:** Mapa de Saturación de agua (Upper Shoreface)
- Mapa 17:** Mapa de Espesor neto (Zona de transición)
- Mapa 18:** Mapa de Espesor Neto (Lower Shoreface)
- Mapa 19:** Mapa de Espesor Neto (Middle Shoreface)
- Mapa 20:** Mapa de Espesor Neto (Upper Shoreface)
- Mapa 21:** Mapa de Paleorelieve
- Mapa 22:** Modelo 3D de facies en todo el reservorio
- Mapa 23:** Secciones Verticales de facies en 3D en todo el reservorio
- Mapa 24:** Mapa de Facies (Zona de Transición)



**Mapa 25:** Mapa de Facies (Lower Shoreface)

**Mapa 26:** Mapa de Facies (Middle Shoreface)

**Mapa 27:** Mapa de Facies (Upper Shoreface)

**Mapa 28:** Mapa de Reservas POES (Zona de Transición)

**Mapa 29:** Mapa de Reservas POES (Lower Shoreface)

**Mapa 30:** Mapa de Reservas POES (Middle Shoreface)

**Mapa 31:** Mapa de Reservas POES (Upper Shoreface)

**Mapa 32:** Mapa de Reservas Recuperables (Zona de Transición)

**Mapa 33:** Mapa de Reservas Recuperables (Lower Shoreface)

**Mapa 34:** Mapa de Reservas Recuperables (Middle Shoreface)

**Mapa 35:** Mapa de Reservas Recuperables (Upper Shoreface)

## ÍNDICE DE FIGURAS

**Pág.**

<i>Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente (Baby et al., 2004).....</i>	<i>- 6 -</i>
<i>Figura 2. Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales .....</i>	<i>- 8 -</i>
<i>Figura 3. Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente del Ecuador (Fuente: Tomado de Barragán, R) .....</i>	<i>- 11 -</i>
<i>Figura 4. Columna Estratigráfica Cuenca Oriente – Cretácico.....</i>	<i>- 13 -</i>
<i>Figura 5. Ubicación de los campos en el bloque Tarapoa .....</i>	<i>- 23 -</i>
<i>Figura 6. Campo Mariann .....</i>	<i>- 24 -</i>
<i>Figura 7. Ejemplo de Registro Dual Laterolog .....</i>	<i>- 35 -</i>
<i>Figura 8. Ejemplo de Registro de Inducción. Curvas de ILD, SFL.....</i>	<i>- 36 -</i>
<i>Figura 9. Ejemplo de Registro Dual Induction.....</i>	<i>- 37 -</i>
<i>Figura 10. Ejemplo de curvas de GR y ROPA con Registro del pozo Dorine81 .....</i>	<i>- 39 -</i>
<i>Figura 11. Curvas de Gamma Ray, Resistividad, Densidad y Neutrón. ....</i>	<i>- 40 -</i>
<i>Figura 12. Registro tipo Mariann 09 en correlación con el núcleo interpretado por Moslow en el 2002 de la zona de Arenisca “T” Superior.....</i>	<i>- 50 -</i>
<i>Figura 13. Registro tipo San José en correlación con el núcleo interpretado por Moslow en el 2002 de la zona de la arenisca “T” Superior.....</i>	<i>- 51 -</i>
<i>Figura 14. Esquema de construcción de un Modelo Petrofísico .....</i>	<i>- 66 -</i>
<i>Figura 15. Proceso de Zonación.....</i>	<i>- 67 -</i>
<i>Figura 16. Escalado de registros de pozo.....</i>	<i>- 68 -</i>
<i>Figura 17. Modelo de variograma de tipo esférico .....</i>	<i>- 69 -</i>
<i>Figura 18. Parámetros ingresados en petrel para el modelamiento en 3D y 2D del mapa de isoporosidades. (Fuente tomado de Petrel) .....</i>	<i>- 71 -</i>
<i>Figura 19. Histograma de porosidad del Upper Shoreface.....</i>	<i>- 72 -</i>
<i>Figura 20. Histograma de porosidad del Middle Shoreface.....</i>	<i>- 72 -</i>

<i>Figura 21. Parámetros ingresados en el Petrel para el modelamiento en 3D y 2D del mapa de SWA.</i>	- 76 -
<i>Figura 22. Esquema de construcción de un Modelo Estático Integrado o Modelo Geológico</i>	- 81 -
<i>Figura 23. Transgresión marina: Aporte de sedimentos marinos y fluviales</i>	- 82 -
<i>Figura 24. Escalado de las facies del Registro de pozo Mariann_30</i>	- 83 -
<i>Figura 25. Distribución de facies en Petrel</i>	- 84 -
<i>Figura 26. Parámetros ingresados en el Petrel para el modelamiento en 2D y 3D del mapa de facies.</i>	- 85 -
<i>Figura 27. Variograma para Modelo de Facies en la zona de transición</i>	- 86 -
<i>Figura 28. Distribución para Modelo de Facies en la zona de transición</i>	- 86 -
<i>Figura 29. Histograma de facies para la zona de Upper Shoreface</i>	- 87 -
<i>Figura 30. Histograma de facies para la zona de Middle Shoreface</i>	- 88 -
<i>Figura 31. Curva Eustática</i>	- 99 -
<i>Figura 32. Ambiente de Shoreface</i>	- 100 -
<i>Figura 33. Modelo Depositacional</i>	- 101 -
<i>Figura 34. Curvas de Gamma Ray asociados con el tamaño de grano</i>	- 102 -
<i>Figura 35. Curvas de Gamma Ray y Resistividad asociado con la litología</i>	- 103 -
<i>Figura 36. Registro de Gamma Ray indicando la forma de cada cuerpo</i>	- 105 -
<i>Figura 37. Esquema del proceso de construcción del modelo geológico en Petrel</i>	- 106 -
<i>Figura 38. Creación de contacto agua/petróleo delimitando los límites desde la zona de transición hasta el tope de "T" Superior.</i>	- 107 -
<i>Figura 39. Cálculo del Volumen de petróleo utilizando la propiedad de porosidad.</i>	- 107 -
<i>Figura 40. Cálculo del Volumen de petróleo atando la SWA</i>	- 108 -
<i>Figura 41. Cálculo del Volumen de petróleo atando las facies de todo el reservorio.</i>	- 108 -

## ÍNDICE DE TABLAS

### Pág.

<i>Tabla 1. Resumen de características de los fluidos en los reservorios del Campo Mariann (Reporte de Producción).....</i>	<i>- 29 -</i>
<i>Tabla 2. Producción acumulada de Petróleo por Reservorios del Campo Mariann.....</i>	<i>- 30 -</i>
<i>Tabla 3. Producción diaria, mensual y acumulada de Petróleo del Reservorio “T” Superior del Campo Mariann Junio 2012 – Junio 2013. ....</i>	<i>- 31 -</i>
<i>Tabla 4. Topes y bases del reservorio “T” Superior dentro del campo Mariann .....</i>	<i>- 59 -</i>
<i>Tabla 5. Tabla de clasificación de la litología.....</i>	<i>- 84 -</i>

## RESUMEN DOCUMENTAL

Tesis sobre: “El modelamiento Geológico del Reservorio “T” Superior y cálculo de reservas en el Campo Mariann del Bloque Tarapoa”. **OBJETIVO GENERAL:** diseñar el modelo geológico del reservorio no convencional “T” superior para determinar ambientes de depositación, distribución de arenas para potenciales trampas estratigráficas y cuantificar reservas en el campo Mariann. **PROBLEMA:** ¿A qué ambiente de depositación corresponde el reservorio arenisca “T” superior y cómo ésta se encuentra distribuida en el campo Mariann? **MARCO TEÓRICO:** Geología Regional, geología del Campo Mariann, ubicación, reservorios, producción y pozos, base teórica de los registros de pozos, análisis petrofísico, realización de mapas, cálculo de reservas. **MARCO REFERENCIAL:** Se ubica al noreste de la Cuenca Oriental Ecuatoriana dentro del Bloque Tarapoa. El Campo Mariann es el campo más antiguo del Bloque Tarapoa, fue descubierto en el año de 1971 por La Corporación Cayman conjuntamente con City Investing Company. El campo Mariann está denominado como estructuras anticlinales falladas con rumbo NO-SE. Específicamente los reservorios de los cuales se produce petróleo son las areniscas U, T y M-1. **MARCO METODOLÓGICO:** Con ayuda de un análisis petrofísico se determina que es un reservorio no convencional donde se muestra contenido de petróleo. Para la realización del trabajo se harán correlaciones entre pozos, un tratamiento estadístico de los datos, interpretación gráfica de los datos, distintos mapas y de anomalías. **CONCLUSIÓN GENERAL:** Se refiere a la realización de mapas y al cálculo de reservas. **RECOMENDACIÓN GENERAL:** tomar más muestras de núcleos para poder ampliar el estudio en todo el Bloque Tarapoa.

**PALABRAS CLAVES:** Arenisca “T” Superior, Reservorio no convencional, Correlación de pozos, Modelo Geológico, Cálculo de reservas.

**DESCRIPTORES:** <YACIMIENTO ARENISCA T SUPERIOR> <MODELOS ESTÁTICOS - SOFTWARE> <EVALUACIÓN SEDIMENTOLÓGICA> <POES CAMPO MARIANN>

**CATEGORIAS TEMATICAS:** <CP - INGENIERÍA EN GEOLOGÍA> <CP - GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO> <CS - CÁLCULO DE RESERVAS>

## ABSTRACT

Thesis on: "The Geological modeling of the upper "T" Reservoir and calculation of reserves in Mariann field of the Tarapoa Block". **GOAL:** to design the geological model of the upper "T" reservoir unconventional to determine depositional environments and sedimentary structures for potential stratigraphic traps and quantify reserves in Mariann Field. **PROBLEM:** which depositional environment does the upper "T" sandstone reservoir correspond and how is it found distributed in Mariann Field? **THEORETICAL FRAMEWORK:** Regional Geology, Field Geology Mariann, location, reservoirs, and wells production, theoretical basis of well logs, petrophysical analysis, making maps, calculation of reserves. **FRAMEWORK:** Located northeast of the Eastern Basin of Ecuador within Block Tarapoa. Mariann Field is the oldest field in Block Tarapoa, was discovered in 1971 by Cayman Corporation in conjunction with City Investing Company. Mariann field is termed as failed anticlinal structures with NW-SE. Specifically reservoirs which are producing oil sands U, T and M-1. **METHODOLOGICAL FRAMEWORK:** Using a petrophysical analysis is determined to be a reservoir showing unconventional petroleum content. To carry out the work will be correlations between wells, statistical treatment of data, graphical interpretation of data, maps and other anomalies. **GENERAL CONCLUSION:** It refers to the production of maps and the calculation of reserves. **GENERAL RECOMMENDATION:** take more core samples to extend the study Tarapoa around the block.

**KEY WORDS:** Upper "T" Sandstone, Nonconventional reservoir, Well correlations, Geological Model, Calculation of reserves.

**DESCRIPTORS:** <Upper "T" Sandstone Deposit> <Statistical Models-Software> <Sedimentological Evaluation> <Mariann field POES>

**THEMATIC CATEGORIES:** <CP-Engineering Geology> <CP-Petroleum Geology > <CS-Calculation of Reserves>

## INTRODUCCIÓN

El impacto del petróleo en la economía de los países es cada vez mayor, y mientras mayor es el crecimiento económico de los países, la demanda de petróleo también aumenta. De manera general en nuestro país todas las actividades en su gran mayoría económicas y áreas sociales dependen del petróleo hasta que se genere otra fuente de ingreso que sea sustentable.

El agotamiento de los pozos en la producción actual provoca que se tomen medidas de recuperación y exploración de nuevos campos. Es por esta razón que el proyecto nace de la necesidad de la empresa “Andes Petroleum” en buscar nuevos reservorios no convencionales para obtener nuevas reservas y nuevos potenciales reservorios que aumenten la productividad.

Esta es la primera investigación que se realiza del reservorio no convencional “T” Superior del campo Mariann con la finalidad de realizar un modelo geológico, para determinar posibles trampas estratigráficas con potencial hidrocarburífero y seguidamente realizar un cálculo de reservas.

Ayudándonos del programa Geographix se realizan correlaciones entre los 32 pozos tomados de muestra, y teniendo bien definidos topes y bases de la formación, procedemos a diseñar en el programa Petrel los diferentes mapas que nos ayudarán a tener una idea general de la distribución de las arenas, con dichos datos procedemos al modelamiento geológico y cálculo de reservas en el mismo programa Petrel y a interpretar los resultados finales.

## **CAPÍTULO I**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **1.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA**

¿A qué ambiente de depositación corresponde el reservorio arenisca “T” superior y cómo ésta se encuentra distribuida en el campo Mariann?

#### **1.2 ENUNCIADO DEL TEMA**

MODELO GEOLÓGICO DEL RESERVORIO “T” SUPERIOR Y CÁLCULO DE RESERVAS DEL CAMPO MARIANN EN EL BLOQUE TARAPOA.

#### **1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

En el campo Mariann el mayor potencial es el reservorio U, principalmente, del cual existen muchas investigaciones, sin embargo, al pasar de los años el reservorio fue bajando su productividad hasta la actualidad.

Y es aquí donde la problemática tiene su origen debido a la falta de investigaciones en los reservorios restantes y búsqueda de nuevos reservorios no convencionales.

Por este motivo, es importante ampliarnos dentro del campo e indagar más en el reservorio no convencional “T” superior, para tener una idea más clara se ha planteado la siguiente pregunta: ¿A qué ambiente de depositación corresponde el reservorio arenisca “T” superior y cómo ésta se encuentra distribuida en el campo Mariann?



## **1.4 OBJETIVO**

### **1.4.1 OBJETIVO GENERAL**

- Diseñar el modelo geológico del reservorio no convencional “T” superior para determinar ambientes de depositación, distribución de arenas para potenciales trampas estratigráficas y cuantificar reservas en el campo Mariann.

### **1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Sistematizar la información geológica actualizada del campo Mariann.
- Realizar un análisis secuencial de la información geológica disponible.
- Identificar las características litológicas de la arenisca “T” Superior.
- Realizar correlaciones entre los diferentes pozos dentro del campo.
- Identificar y determinar ambientes de depositación.
- Realizar mapas temáticos.
- Generación del modelo geológico.
- Estimar el petróleo original “in situ”.
- Estimar las reservas recuperables de petróleo.

## **1.5 JUSTIFICACIÓN**

La producción de petróleo se ha convertido en el pilar de la economía y por tanto en el desarrollo de nuestro país. Por lo cual es de importancia realizar nuevos descubrimientos de hidrocarburos.

Esto parece ser una tarea un tanto difícil debido a que la mayoría de yacimientos han sido descubiertos y explotados, pero en los últimos años, los estudios petrofísicos realizados en el campo Marian del Bloque Tarapoa muestran resultados positivos de la existencia de potencial hidrocarburífero en el reservorio no convencional “T” superior.

Y precisamente esta investigación es necesaria para tener un panorama más claro de cómo se encuentran las arenas distribuidas mediante la realización del modelo geológico, que nos permita interpretar las posibles estructuras en todo el campo y realizar un cálculo de reservas para conocer la viabilidad del proyecto y la toma de decisiones a futuro dentro de la empresa y poder generar más recursos económicos.

## **CAPÍTULO II**

### **2.1 MARCO INSTITUCIONAL**

#### **VISIÓN**

“Ser reconocida como la compañía Líder de petróleo y gas en Latinoamérica operada con seguridad y eficiencia por nuestro Talentoso equipo Multinacional.” (Andes Petroleum, 2000)

#### **MISIÓN**

“Producción de petróleo y gas utilizando los más altos estándares.” (Andes Petroleum, 2000)

#### **VALORES**

- Enfoque al desempeño excelente.
- Orientación al trabajo en equipo.
- Responsabilidad social.

### **2.2 MARCO LEGAL**

Andes Petroleum Ecuador Ltd. opera en el Bloque Tarapoa y en la Estación de Almacenamiento y Transferencia de Lago Agrio, en la provincia de Sucumbíos.

PetroOriental S.A. opera en los Bloques 14 y 17, en la provincia de Orellana y Pastaza.

Estas empresas han sido formadas con aportes accionarios de las empresas estatales de la República Popular China: China National Petroleum Corporation (CNPC) en el 55% y China Petrochemical Corporation (SINOPEC), en el 45%. “Según la resolución cuatro treinta y dos del veinte y dos de noviembre del dos mil diez se autoriza al Secretario de Hidrocarburos la suscripción del contrato. En la cláusula

Tercera Marco Legal de la contratación (Legislación Aplicable). La Ley Aplicable a este contrato Modificado es la Constitución de la República del Ecuador, (...) los derechos y obligaciones de las partes según este contrato Modificatorio incluyendo cualquier anexo, se ejecutarán de acuerdo con la Ley Aplicable.” (Andes Petroleum, 2000)

## **2.3 MARCO ÉTICO**

Comprometida con el cuidado del medio ambiente, del trato justo a los trabajadores, estricto cumplimiento con las leyes que rigen en Ecuador.

Garantiza la ejecución de las actividades comprometidas e inversiones estimadas en los planes, programas y presupuestos anuales conforme lo previsto en la cláusula quince punto siete.

Reconoce en beneficio de los trabajadores que por la Ley Aplicable les corresponda un porcentaje de las utilidades.

De existir pasivos ambientales, la contratista se responsabilizará de elaborar el Programa de Remediación Ambiental en el que delimitará el alcance y contenido de los trabajos y acciones de reparación que fueran necesarios así como el costo de estos trabajos que serán por cuenta de la contratista.

Los frutos de su actividad han sido ostensiblemente beneficiosos para el desarrollo del Ecuador, en una muestra permanente de compromiso con este País y su gente.

## **2.4 MARCO REFERENCIAL**

### **2.4.1 ANTECEDENTES**

El campo Mariann fue descubierto en el bloque Tarapoa en 1971 por la Corporación Cayman conjuntamente con City Investing Company y fue puesto en producción en 1978, luego de que el primer pozo denominado Mariann 1 arrojara buenos resultados en el reservorio U que es el potencial hidrocarburiífero de ese campo, y en cuanto a la arenisca M-1 en la mayoría de pozos perforados se encuentra erosionada.

Actualmente en 6 pozos perforados se obtuvieron resultados favorables en la arenisca “T” superior con un promedio de 200 a 400 barriles de petróleo con 30°API y bajo corte de agua. Los pozos más productivos fueron: Mariann 4A1, Mariann 4A4, Mariann 4A5.

No existen trabajos anteriores realizados de la arenisca “T” superior solo un estudio petrofísico, el cual es la base del que se partirá para elaborar el modelo geológico de la arenisca “T” superior.

## **2.5 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL**

### **2.5.1 GEOLOGÍA DE LA CUENCA ORIENTE**

La Cuenca Oriente constituye una cuenca de ante-país de los Andes ecuatorianos, geográficamente limitada al norte por la Cuenca del Putumayo (Colombia), al sur por el arco Contaya de la Cuenca Marañón (Perú), al oeste por la cordillera Occidental de los Andes y al este por el escudo Guayanés y Brasileño (*Ver Figura 1*).



***Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente (Baby et al., 2004)***

La geodinámica de los Andes Centrales y Septentrionales esta directamente ligada a la subducción de la placa oceánica de Nazca caracterizada por la presencia de la dorsal asísmica de Carnegie que al momento se encuentra en proceso de subducción por debajo de los Andes ecuatorianos (Baby et al., 2004).

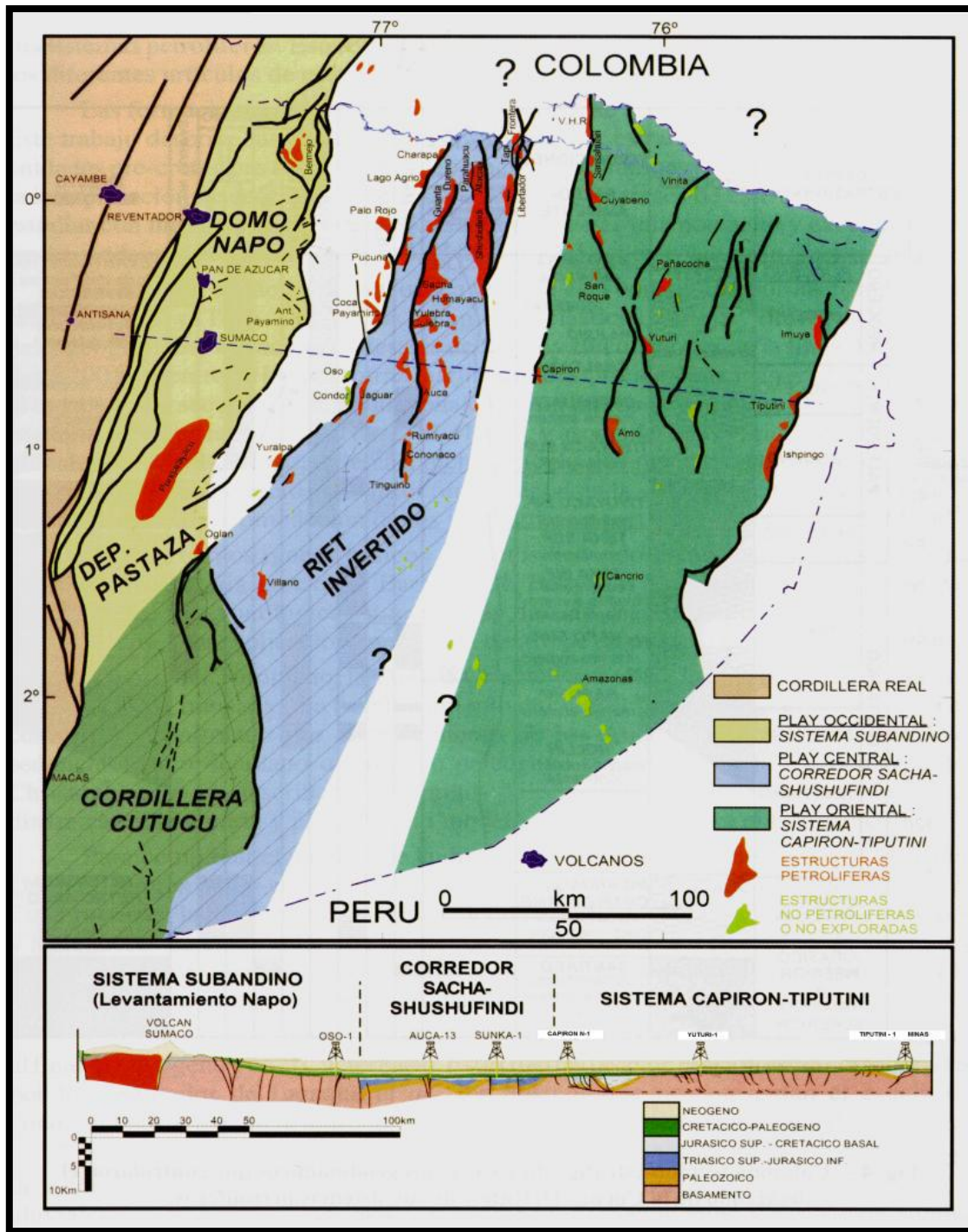
Su morfología se caracteriza por relieves relativamente importantes en relación con otras cuencas de ante-país andinas; con alturas que están entre 1000 - 2000 m.s.n.m. en la zona subandina, e inferiores a 200 m.s.n.m. en la llanura amazónica.

## 2.5.2 ESTILO TECTÓNICO Y DOMINIOS ESTRUCTURALES

La cuenca oriente forma parte del cinturón de cuencas sedimentarias sub-andinas orientales de tras-arco, constituyendo una cuenca pericratónica asimétrica que separa el cinturón orogénico andino del Cratón Guayanés.

Esta cuenca se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos probablemente a partir del Turoniano tardío, la deformación y estructuración de las trampas petrolíferas son resultado de la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift de edad Triásico y/o Jurásico, este sistema de fallas actualmente tienen una orientación NNE – SSW con fuertes buzamientos y que limitan a tres corredores estructurales-petrolíferos (Figura 2) con características propias que son:

- a. Dominio Occidental o “*Sistema Subandino*”
- b. Dominio Central o “*Corredor Sacha- Shushufindi*”
- c. Dominio Oriental o “*Sistema invertido Capirón Tiputini*”



**Figura 2.** Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales

(Tomado de Baby P. et al, 1999)

#### **a. Dominio Occidental o “Sistema Subandino”**

La parte aflorante de la Cuenca “Oriente” es el Sistema Subandino, la cual permite observar el estilo de las últimas deformaciones. El levantamiento y deformación de este dominio tectónico tuvo lugar principalmente durante el Plioceno y el Cuaternario (presencia de lahares cuaternarios levantados). Presenta de norte a Sur 3 zonas Morfo - Estructurales que son:

1. Levantamiento Napo
2. Depresión Pastaza
3. Levantamiento Cutucú

#### **1. Levantamiento Napo**

Esta zona morfo-estructural corresponde a un inmenso domo alargado en orientación NNE – SSO, limitado a sus dos flancos por fallas transpresivas, donde afloran esencialmente las formaciones sedimentarias cretácicas y terciarias de la Cuenca “Oriente”.

El “Levantamiento Napo” tiende a desaparecer posiblemente bajo los corrimientos de la Cordillera Occidental.

#### **2. Depresión Pastaza**

Corresponde a la zona de transición entre el levantamiento Napo y el levantamiento Cutucú está constituido esencialmente por sedimentos neógenos y cuaternarios. Las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto Zona Subandina – Cordillera Oriental.

Su morfología actual corresponde a un mega-cono aluvial del Pastaza que se desarrolla actualmente hacia la Cuenca del Marañón en Perú.

#### **3. Levantamiento Cutucú**

Se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras de N – S a NNO – SSE, y la aparición de formaciones Triásicas y Jurásicas (Santiago y Chapiza).

En la parte sur, a lo largo de la carretera Santiago-Méndez, se interpreta el “Levantamiento Cutucú” como una estructura en flor (Baby P. et al, 1998). Estudios de campo realizados por Christophoul F., (1998) y foto-interpretaciones muestran que el frente subandino corresponde, en superficie, a un sistema de corrimientos a vergencia oeste, relacionados con una cuña profunda a



vergencia este. Hacia el norte, este sistema de retro-corrimientos cabalga el borde este de la estructura en flor del “Levantamiento Cutucú”.

**b. Dominio Central o “Corredor Sacha- Shushufindi”**

Abarca los campos petrolíferos más importantes de la Cuenca Oriente que son: Sacha, Shushufindi y Libertador (Fig.2). Está deformado por mega-fallas de rumbo, orientadas en dirección NNE-SSW, que en profundidad se vuelven sub-verticales y pueden evolucionar hacia la superficie como estructuras en flor.

Se ha demostrado que las mega-fallas en el Cretácico limitan semigrabens de edad Triásico Superior a Jurásico, a veces deformado por pliegues de gran amplitud probablemente de tipo “roll over”.

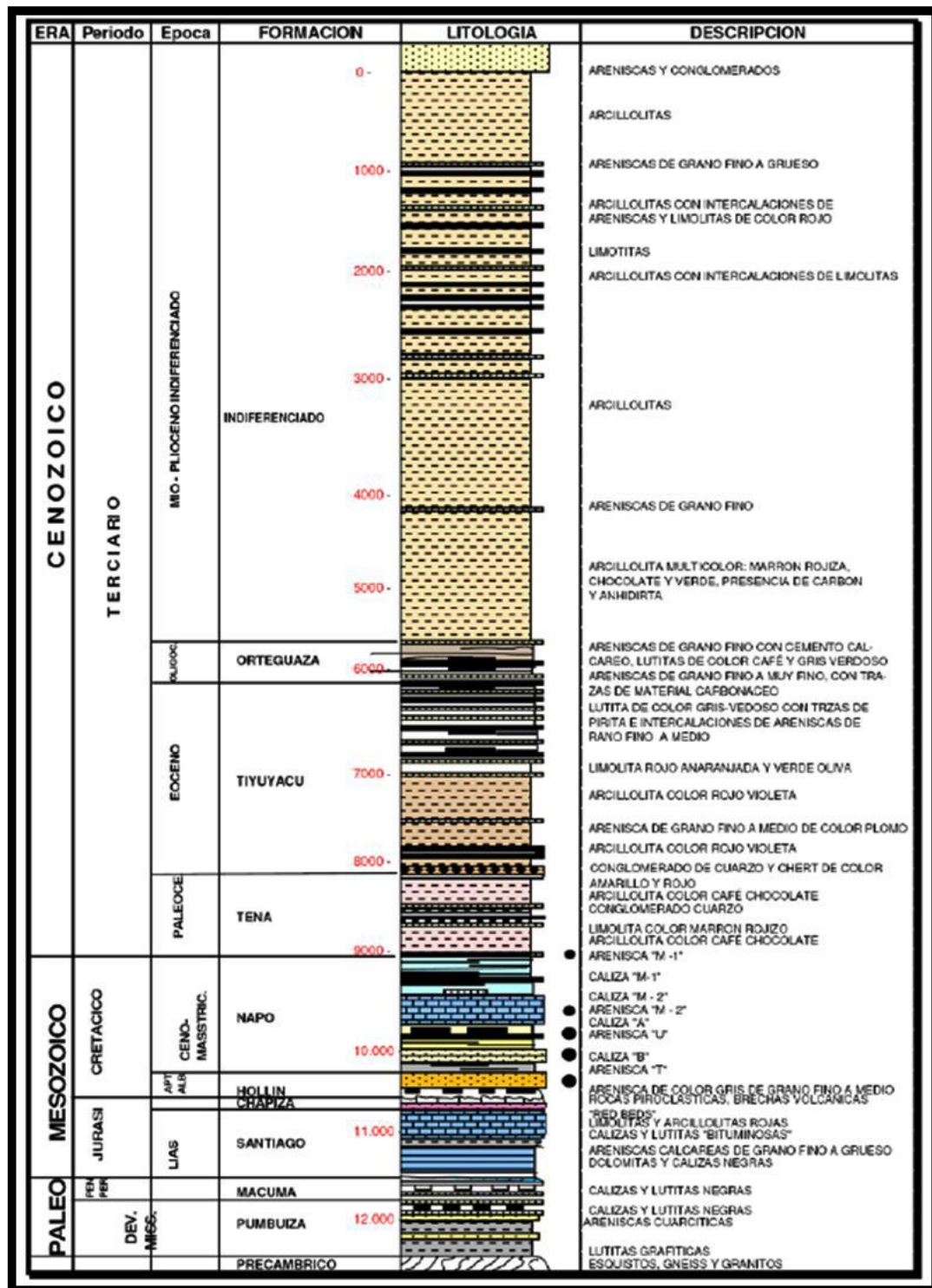
Las mega-fallas de rumbo han sido reactivadas e invertidas por una transpresión dextral en el Cretácico Superior así como por la presencia de cuerpos volcánicos en el Terciario y Cuaternario. (Barragán R. et al, 1997).

**c. Dominio Oriental o “Sistema invertido Capirón Tiputini”**

Corresponde a una cuenca extensiva, actualmente invertida, estructurada por fallas lítricas y probablemente de edad Permo-Triásico que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal (Baby et al 1999).

Las estructuras y campos petrolíferos más importantes se encuentran en el borde oriental como son: Tiputini, Tambococha, Ishpingo, e Imuya, en el borde occidental se encuentran las estructuras Cuyabeno, Sansahuari y Capirón, y en la parte central las estructuras Pañacocha, Yuturi y Amo.

### 2.5.3 SÍNTESIS ESTRATIGRÁFICA



**Figura 3.** Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente del Ecuador (Fuente: Tomado de Barragán, R)

### **2.5.3.1 PRECÁMBRICO**

El basamento de la cuenca ha sido localizado en la parte oriental, en los Pozos Tiputini, Parahuacu, Yuturi y Tapi, donde se ha encontrado rocas cristalinas, entre ellas, esquistos y granitos pertenecientes al escudo Guayanés. La edad radiométrica obtenida de una muestra del Pozo Tapi, reporta una edad de 1600 millones de años (Texeira et al., 1989).

### **2.5.3.2 PALEOZÓICO**

#### **➤ FORMACIÓN PUMBUIZA**

Edad: Silúrico-Devónico. Compuesto por pizarras grises a negras, areniscas cuarcíticas de grano fino y conglomerados de color gris oscuro (Dozy J., 1940). Considerada como una roca madre potencial por sus condiciones de depositación. Su espesor es desconocido sin embargo, por sísmica se ha logrado estimar en más de 1000 m, su base no ha sido observada en el campo porque se encuentra plegada y fallada, su ambiente de depositación es marino. (Bristow C. y Hoffstetter R., 1977).

#### **➤ FORMACIÓN MACUMA**

Edad: Carbonífero – Pérmico. Está constituida por potentes estratos de calizas bioclásticas, con intercalaciones de pizarras, margas y areniscas finas a veces glauconíticas. La presente formación se divide en dos miembros: Macuma inferior y Macuma superior. Macuma inferior Comprende 150 a 200m de de arenas oscuras gris azuladas y capas delgadas de calizas muy fosilíferas, en ciertos lugares pseudo-oolíticas, alternadas con lutitas negras. Macuma superior Consiste en una gruesa secuencia de calizas blancas a gris oscuras e intercalaciones de lutitas. La gradación de arenas calcáreas a arenas puras color café son comunes en ambas subdivisiones. El espesor de Macuma Superior no se ha podido observar en una sección continua, pero se puede estimar un máximo de 1250m.

### **2.5.3.3 MESOZÓICO (TRIÁSICO – JURÁSICO)**

#### **➤ FORMACIÓN SANTIAGO**

Edad: Triásico Superior- Jurásico Inferior. Está constituida por sedimentos marinos ricos en materia orgánica y volcano-sedimentos hacia la parte superior de la formación. En el norte, está presente solamente en el corredor Sacha-Shushufindi donde se la correlaciona con la “Formación Sacha” de

ambiente continental (Rivadeneira y Sánchez, 1989), compuesta por limolitas, arcillolitas y esporádicamente dolomitas de variados colores, esta formación es sintectónica.

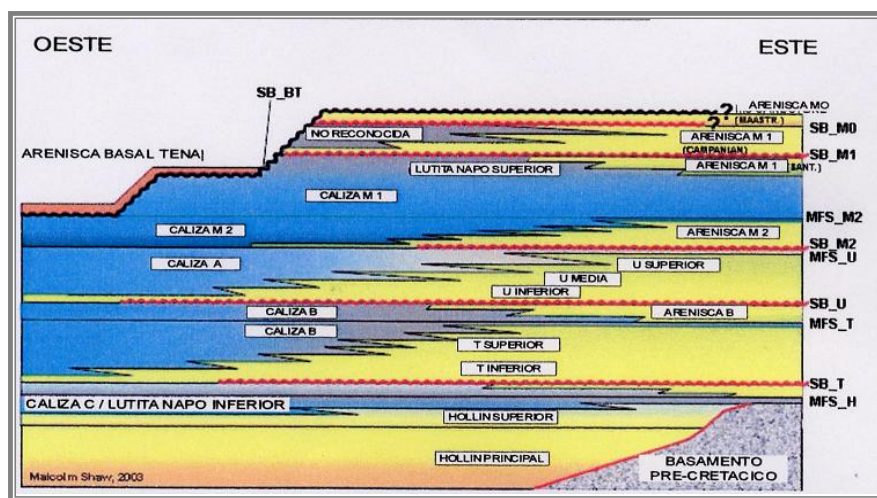
### ➤ FORMACIÓN CHAPIZA

Edad: Jurásico Medio-Cretácico Temprano. Aflora a lo largo del río Chapiza, zona Oriental de la Cordillera del Cutucú, entre los ríos Yaupi y Chapiza. Descansa sobre la formación Santiago al Sur, y está sobreyacida en discordancia por la Formación Hollín, en otros sitios puede descansar sobre el Paleozoico (Jaillard Etienne 1997). En dicha cordillera aflora como pizarras y areniscas, grises y rosadas, con finos horizontes de anhidrita, dolomita y yeso (Tschopp, 1953). Tschopp (1953) introduce tres divisiones: Chapiza inferior, medio y superior. Tiene un ambiente de depositación continental por lo cual presenta posibilidades de ser roca reservorio aunque esto todavía no se ha probado en ningún pozo.

### ➤ FORMACIÓN MISAHUALLI

Edad: Jurásico medio – Jurásico superior. Está constituida de acumulaciones volcánicas masivas y gruesas (1000 a 3000 m de espesor), que forman parte del potente arco magmático que corre desde el norte de Perú hasta el norte de Colombia. Está asociada a la actividad magmática tectónica Jurasica, como lo demuestra los intrusivos de los Batolitos de Abitagua, Azafrán, Rosa Florida (Aspend y Litherland, 1991; Eguez y Aspend, 1993).

## 2.5.3.4 CRETÁCICO



**Figura 4.** Columna Estratigráfica Cuenca Oriente – Cretácico (Fuente tomada de Malcom Shaw, 2003)

➤ **FORMACIÓN HOLLÍN** (Aptiano Superior– Albiano Inferior)

Esta formación incluye dos unidades distintas: una del Aptiano Inferior y la otra del Aptiano Superior-Albiano Inferior (Jaillard, 1995). Su contacto basal está definido por la discordancia de las areniscas transgresivas del Cretáceo Inferior sobre el substrato diacrónico a escala de la cuenca. Su tope lo constituye el tope del último paquete de areniscas masivas y es posiblemente diacrónico.

El espesor de la formación varía de 0 m 150 m., sin depositarse en los bordes de la cuenca.

Las areniscas gruesas de la parte inferior son continentales, mientras que la parte superior de grano más fino, es depositada en un ambiente marino litoral.

➤ **FORMACIÓN NAPO** (Albiano medio – Coniaciano inferior)

Se caracteriza por una secuencia de lutitas intercaladas con areniscas y carbonatos. Es una serie de aproximadamente 500 m de espesor, que aflora al Este del pueblo de Napo. En la base, se observa una lumaquela de huesos con vértebras de peces. Está sobreyacida por lutitas negras, con fósiles Albianos encontrados encima de las areniscas Hollín. Tschopp (1953) basándose en ciertos estratos calcáreos bien definidos, ha realizado cuatro divisiones dentro de la formación, que son:

1. Napo Basal
2. Napo Inferior
3. Napo Medio o Caliza principal
4. Napo Superior

1. **Napo basal** (Albiano inferior-Albiano superior (parte media))

Actualmente Jaillard E. (1997), divide en cinco niveles a la formación Napo Basal:

➤ **Arenisca basal**

Son areniscas glauconíticas, intercaladas con lutitas y calizas, son depósitos de ambiente marino litoral

➤ **Caliza C**

Consisten en calizas masivas y lutitas negras, con presencia de glauconita y fosfatos. La caliza es fosilífera intraclástica. (Vera R., 1999 en Gaibor, 2001). Su ambiente de depósito es marino somero. (Jaillard E., 1997).

➤ **Lutitas Napo basal**

Compuesta por lutitas laminadas, negras y ricas en ammonites e inoceramus en la base. (Jaillard E., 1997), tienen un contacto basal muy diacrónico, de edad Albiano medio en el Suroeste, y base del Albiano superior en el Centro y Noreste de la cuenca. En cambio, su parte superior es una transgresión mayor que constituye una buena línea de tiempo de edad base del Albiano superior. Su ambiente de depositación es de plataforma marina abierta.

➤ **Caliza “T”**

Llamadas también calizas superiores. Está constituida por margas y calizas masivas con pocos microfósiles, conocidas en el Oeste y Sur de la cuenca. Se enriquece de cuarzo detrítico y glauconita hacia el tope. Hacia el Este, es probable que pasen lateralmente a formar parte de las Areniscas T.

➤ **Arenisca “T”**

Son areniscas, a menudo glauconíticas en su base. Son depósitos de ambiente de plataforma marina somera con aporte deltáico muy escaso. Los diferentes cuerpos de las Areniscas T (T principal, T superior, etc.) no son fácilmente correlacionables de campo a campo, o de campos a afloramientos. La arenisca T se subdivide en dos niveles: T inferior o principal y T superior.

La Napo Basal posee un espesor promedio de 60m. En general este paquete se desarrolla en condiciones transgresivas formando ambientes de depositación como: plataforma marina somera, estuario, canales de marea y bancos marinos glauconíticos. (Jaillard E., 1997)

## **2. Napo Inferior (Albiano Superior y Cenomaniano superior)**

En el grupo Napo, la formación Napo Basal esta sobreyacida por la formación Napo inferior que incluye la caliza B, las lutitas U y las areniscas U.

➤ **Caliza “B”**

Consiste en un nivel de lutitas y limolitas negras no bioturbadas, caliza margosa negra laminada rica en pirita, las microfacies de la parte basal comprende mudstones<sup>1</sup> y wackestones<sup>2</sup> ricos en materia orgánica con abundantes foraminíferos planctónicos. Su ambiente de depósito es marino anóxico de baja energía (Jaillard, 1997).

➤ **Lutita “U”**

Son conocidas en toda la cuenca. Está compuesta por lutitas negras, ligeramente calcáreas o no calcáreas (Jaillard E., 1997) Su parte inferior contiene una rica microfauna mientras que en la parte superior se revela generalmente estéril en organismos carbonatados. Su ambiente de depósito es marino anóxico de baja energía (Jaillard E., 1997).

➤ **Arenisca “U”**

Es una secuencia de areniscas glauconíticas a no glauconíticas, de grano medio en una matriz de arcilla saturada de hidrocarburo, intercaladas con calizas. La base de las areniscas está marcada por una discordancia erosiva. Se ha determinado la edad Cenomaniano Tardío por microfósiles.

En el Centro de la cuenca, la base transgresiva de las Areniscas U constituye una buena línea de tiempo. La arenisca U se divide en dos niveles: arenisca U inferior o principal y U superior.

Esta unidad posee un espesor aproximado de 60m, siendo un importante reservorio de petróleo (Jaillard, 1994; Baldock, 1982). Su ambiente de depositación es somero a transicional, gradando a deltáico al tope. (Berrones, 1994).

### **3. Napo Medio o Caliza principal (Turoniano Temprano a Tardío)**

Presenta un espesor más o menos constante en la zona sub-andina (78 a 91m). Está constituido por calizas masivas o en capas gruesas de color gris con fósiles acumulados, con algunas intercala-

---

<sup>1</sup> Mudstones: Carbonatos con textura deposicional reconocible, textura matriz-soportada con menos del 10% de granos

<sup>2</sup> Wackestones: Carbonatos con textura deposicional reconocible, tiene una Textura matriz-soportada con más del 10% de granos.

ciones de margas. Corresponde a lo que se conoce ahora como las calizas "A" y "M-2" y arenisca "M-2".

➤ **Caliza A**

Están probablemente separadas de las Areniscas U por un hiato del intervalo Cenomaniano tardío-Turoniano basal. Se subdivide en Caliza A inferior y caliza A superior.

**Caliza "A" Inferior.-** Consiste de calizas micríticas, alternativamente claras y oscuras, masivas y laminadas, poco bioturbadas, con abundantes cherts negros y restos de peces, escasos bivalvos y ammonites enanos localmente abundantes. Presenta silicificación. Contiene abundante pirita y poco o nada de glauconita. Su ambiente de depósito es submareal de baja energía. (Jaillard E., 1997).

**Caliza "A" Superior.-** Compuesta por calizas masivas con bancos delgados de margas a la base, se distingue de la anterior por la abundancia de bioturbaciones y alto contenido de amonites grandes y bivalvos. Está parcialmente dolomitizada. Al tope se encuentran niveles levemente arenosos y glauconíticos. Tiene un depósito de mar abierto y de baja energía (Jaillard E., 1997).

➤ **Arenisca "M-2"**

Consiste de una sucesión de arenas muy finas separadas por delgadas intercalaciones de lutitas calcáreas en el este de la cuenca (White H. et al, 1995) y pasa hacia el oeste, a lutitas y margas arenosas glauconíticas que hacia el tope son reemplazadas por calizas (Jaillard E., 1997). Su ambiente de depósito es de plataforma carbonatada abierta somera de baja energía (Jaillard E., 1997).

➤ **Calizas M-2**

Litológicamente está compuesta por calizas fosilíferas, interestratificadas con lutitas (White H. et al, 1995), la parte superior está constituida de calizas margosas fosilíferas bioturbadas, y el tope está marcado por una superficie de emersión (Jaillard E., 1997), se propone un cambio lateral parcial de facies en el borde este de la cuenca pasando al Miembro "Arenisca "M-2", en cuyo techo se desarrolla un cuerpo calcáreo. Su ambiente de depósito es marino profundo, confinado de baja energía en la base y pasa a un medio más abierto y somero al tope (Jaillard E., 1997). Hacia el Este, pasan a las Areniscas M-2



glaucónicas que son mayormente coetáneas de las Calizas M-2, aunque una equivalencia con la parte superior de las Calizas A es posible.

#### **4. Napo Superior (Coniaciano inferior - Campaniano superior)**

Está compuesta de lutitas oscuras laminadas, con delgados bancos de calizas. El espesor es muy variable (0 a 75m), ya que la Formación Tena sobreyacente erosiona a la parte superior de la formación. El miembro superior se divide en:

##### **➤ Calizas M-1**

Es una sucesión de calizas, lutitas y margas (Jaillard E., 1997). Muestran un ambiente de plataforma anóxica carbonatada evidencian profundización a la base y somerización al tope (Vaca. et al.,)

##### **➤ Lutitas M-1**

Conformada por lutitas negras y grises oscuras ricas en materia orgánica con esporádicos lentes calcáreos o limo – arenosos, depositadas en un ambiente de plataforma marino somera sometida a dispersión de arenas (Rivadeneira et al., 1995).

##### **➤ Areniscas M-1**

Han sido subdivididas en dos unidades por Raynaud et al. (1993). Ambas tienen un contacto basal erosivo que, como todas las superficies de transgresión, constituyen relativamente buenas líneas de tiempo que siguen hiatos estratigráficos importantes.

*Arenisca “M-1” Inferior.-* Son areniscas masivas, gruesas, frecuentemente microconglomeráticas a la base (Rivadeneira M. et al, 1995). Presentan una depositación fluvial y canales de marea en un ambiente estuarino (Rivadeneira M. et al, 1995).

*Arenisca “M-1” Superior.-* Compuesta por areniscas a veces glauconíticas con intercalaciones de lutitas, luego sobreyacidos por sedimentos pantanosos los cuales formaron capas de carbón. Tiene un ambiente de deposito estuarino (Moslow, 2002).

➤ **FORMACIÓN TENA** (Maestrichtiano-Paleoceno).

Formación Post Napo que alcanza una potencia de más de 1000m en la parte central y disminuye hasta 270m hacia los bordes. La localidad tipo corresponde a afloramientos en los alrededores de Tena. Sus capas rojas constituyen la cubierta normal de la formación Napo en todo el Oriente.

La litología principal corresponde a arcillas abigarradas pardo rojizas. Las arcillas son margosas a arenosas y varían desde macizas a laminadas. El contacto Napo-Tena es aparentemente concordante y se señala por un brusco cambio de facies que corresponde a un hiato erosional (Tschopp, 1953). Fósiles generalmente escasos indican una edad Cretácico Superior (Maestrinchense) al Paleoceno para las capas superiores (Bristow y Hoffstetter, 1977). El conjunto de fauna y flora indica una sedimentación de agua dulce a salobre, con breves ingresos marinos.

Jaillard (1995) subdivide a la formación Tena en tres miembros:

1. **Arenisca Basal Tena.**- De areniscas fluviales.
2. **Tena Inferior.**- Esta formada por limolitas y areniscas rojas.
3. **Tena Superior.**- Consiste de una alternancia de limolitas y areniscas grises.

#### 2.5.3.5 CENOZÓICO

➤ **FORMACIÓN TIYUYACU** (Eoceno inferior – Eoceno medio).

Se localiza en la región Subandina oriente. El contacto inferior con la formación Tena, es una discordancia erosiva (Jaillard, 1995), marcada por un reflector sísmico fuerte y continuo a la base de la Tiyuyacu, indicando un cambio brusco a facies fluviales gruesas.

Litológicamente comprende una serie constituida por conglomerado de guijarros y cantos de cuarzo, cherts redondeados y angulares mal seleccionados que hacia la parte superior se transforman en areniscas y arenas limosas de grano variable, con intercalaciones de lutitas rojas y verdes. El conglomerado de base sería del Eoceno inferior. La parte inferior, marcada por una leve transgresión, parece ser de edad eocénica inferior, mientras que la parte superior alcanza seguramente el Eoceno medio a superior. Es probable que una laguna sedimentaria la separe de la formación sobreyacente.

Su ambiente de deposición es continental con el material acarreado desde la Cordillera de los Andes. Su espesor varía entre los 420 m, en la zona de Lago Agrio, hasta los 551 m, en el campo Atacapi.

➤ **FORMACIÓN ORTEGUAZA** (Eoceno medio - Oligoceno)

Litológicamente está compuesta por una secuencia de lutitas grises verdes, de gran espesor, con algunos niveles de areniscas glauconíticas. En general, hacia el oeste, en la zona subandina, se produce un cambio lateral de facies y progresivamente se torna continental.

Su ambiente de depositación es de plataforma marina interna en la zona infratidal (Rivadeneira M. y Baby P., 1999).

Entre el Miembro Tiyuyacu Superior y la Formación Orteguaza, existe un fuerte reflector que marca el paso de ambiente continental a marino, reconocible en sísmica (Rivadeneira M. y Baby P., 1999).

### **2.5.3.6 NEÓGENO Y CUATERNARIO**

El Cuaternario y el Neógeno de la cuenca Oriente están compuestos de depósitos fluviales y/o depósitos de abanico de piedemonte en una secuencia globalmente granocreciente.

➤ **FORMACIÓN CHALCANA** (Oligoceno superior – Mioceno medio).

Contiene capas rojas, formadas por lutitas abigarradas, con yeso (Hess, en Tschopp H., 1948), su parte basal corresponde al equivalente lateral en facies continentales de la Formación Orteguaza (Rivadeneira M. y Baby P., 1999). Su ambiente de depósito es continental - fluvial (Baby P. et al, 1997).

La secuencia de capas rojas de una variedad de arcillas rojizas abigarradas con yeso, parece cubrir transicionalmente la Tiyuyacu (Baldock W., 1982).

➤ **FORMACIÓN ARAJUNO** (Mioceno tardío)

La formación Arajuno es una potente secuencia sedimentaria, que en su parte inferior está conformada por conglomerados con intercalaciones de arcillas bentónicas, la parte media de arcillas rojas con yeso en la base y tobas al tope, y la parte superior constituida de areniscas con lignito<sup>3</sup> (alcanza hasta 1000m). La localidad tipo está en el río Arajuno, tributario del Napo, 15 km al SE del pueblo de Napo (Tschopp, 1953). Su ambiente de depositación es continental.

---

<sup>3</sup> El **lignito** es un carbón mineral que se forma por compresión de la turba, convirtiéndose en una sustancia desmenuzable en la que aún se pueden reconocer algunas estructuras vegetales.

➤ **FORMACIÓN CHAMBIRA** (Mioceno Superior a Plioceno)

Es una secuencia de sedimentos clásticos gruesos que en su parte intermedia es tobácea. Posee un espesor aproximado de 1000 m. Sobreyace concordantemente sobre la Formación Arajuno, pero al tope hay una discordancia erosional con la Formación Mesa.

Su ambiente de depositación es de Abanico aluvial asociados a la erosión de la Cordillera (Baby P. et al, 1997).

➤ **FORMACIÓN CURARAY** (Mioceno Superior a Plioceno)

Está compuesta de arcillas grises, azul-verde, rojas y en algunas ocasiones con yeso, alternadas con areniscas de grano fino a medio, además se observan mezclas tobáceas, vetas ligníticas y arcillas negras carbonáceas hacia el tope. Su ambiente de depositación es marino marginal a continental.

Esta formación es lateralmente equivalente a las formaciones Arajuno y Chambira, y probablemente a la parte más superior de la Formación Chalcana (Rivadeneira M. et al, 1998).

➤ **FORMACIÓN MESA** (Plio-Pleistoceno)

Los depósitos forman un apilamiento de terrazas imbricadas fuertemente erosionadas. Estas terrazas están compuestas de depósitos formados por areniscas tobáceas de grano medio a gruesos, productos de la erosión de la Cordillera de los Andes. Su espesor varía entre 1000 m. en su parte proximal, al pie de la Cordillera, y menos de 100m al este del frente subandino. Su ambiente de depositación es continental (Baby P. et al, 1997).

La Formación Mesa descansa en discordancia sobre la Formación Chambira.

➤ **FORMACIÓN MERA** (Cuaternario)

La Formación Mera, forma un importante abanico de piedemonte estructurado en terrazas. Compuesto por conglomerados con clastos centimétricos a plurimétricos (granito o gneis) areniscas tobáceas y arcilla. Sus depósitos más recientes están asociados a los productos volcánicos del Sumaco y del Reventador. Hacia el este de la cuenca las terrazas disminuyen de espesor, tamaño de grano y altitud. Su ambiente de depositación es continental de abanicos aluviales (Baby P. et al, 1997).

➤ **VOLCÁNICOS CUATERNARIOS**

Los depósitos volcánicos se restringen mayormente al levantamiento Napo, que está cubierto por conos simétricos volcánicos, como el reventador, Yanahurco, Pan de Azucar y Sumaco, alineados de Norte a Sur, considerados activos con erupciones históricas.

El volcán Sumaco se caracteriza por flujos basálticos alcalinos únicos en el Ecuador y el volcán Reventador de basaltos andesíticos con depósitos piroclásticos y laháríticos (Baldock, 1982; May y Beate, 1991).

## **2.6 MARCO GEOLÓGICO LOCAL**

### **2.6.1 GEOGRAFÍA DEL BLOQUE TARAPOA**

#### **2.6.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

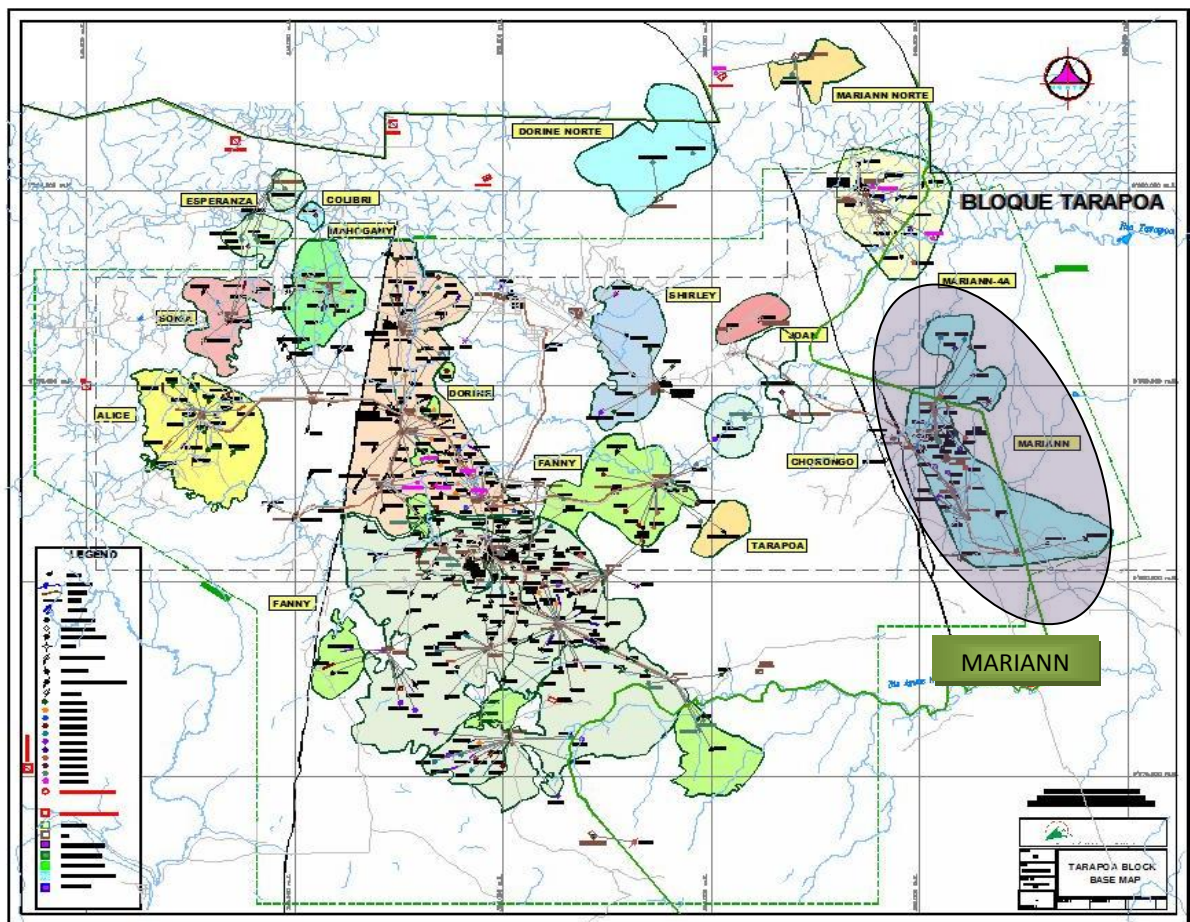
El presente proyecto de investigación se encuentra en el bloque Tarapoa ubicado al norte de la cuenca Oriente, en la provincia de Sucumbíos, limitado al norte por los campos Cuyabeno y Sansahuari, al sur por el bloque 15, al este por la reserva Cuyabeno y al oeste por el Campo Shushufindi.

#### **2.6.1.2 IDENTIFICACIÓN Y UBICACIÓN DE CAMPOS**

El bloque Tarapoa está compuesto por 500 Pozos perforados aproximadamente distribuidos en 15 Campos (*Ver Figura 5*).

1. Alice
2. Chorongó
3. Colibri
4. Dorine
5. Dorine Norte
6. Esperanza
7. Fanny
8. Joan
9. Mahogany
10. Mariann (Mariann Viejo)
11. Mariann 4A
12. Mariann Norte
13. Shirley
14. Sonia
15. Tarapoa

El campo a estudiar es el Campo Mariann o denominado anteriormente como Campo Mariann Viejo, con 32 pozos perforados los cuales serán motivo de estudio por atravesar en su totalidad la Arenisca “T” Superior.



*Figura 5. Ubicación de los campos en el bloque Tarapoa*

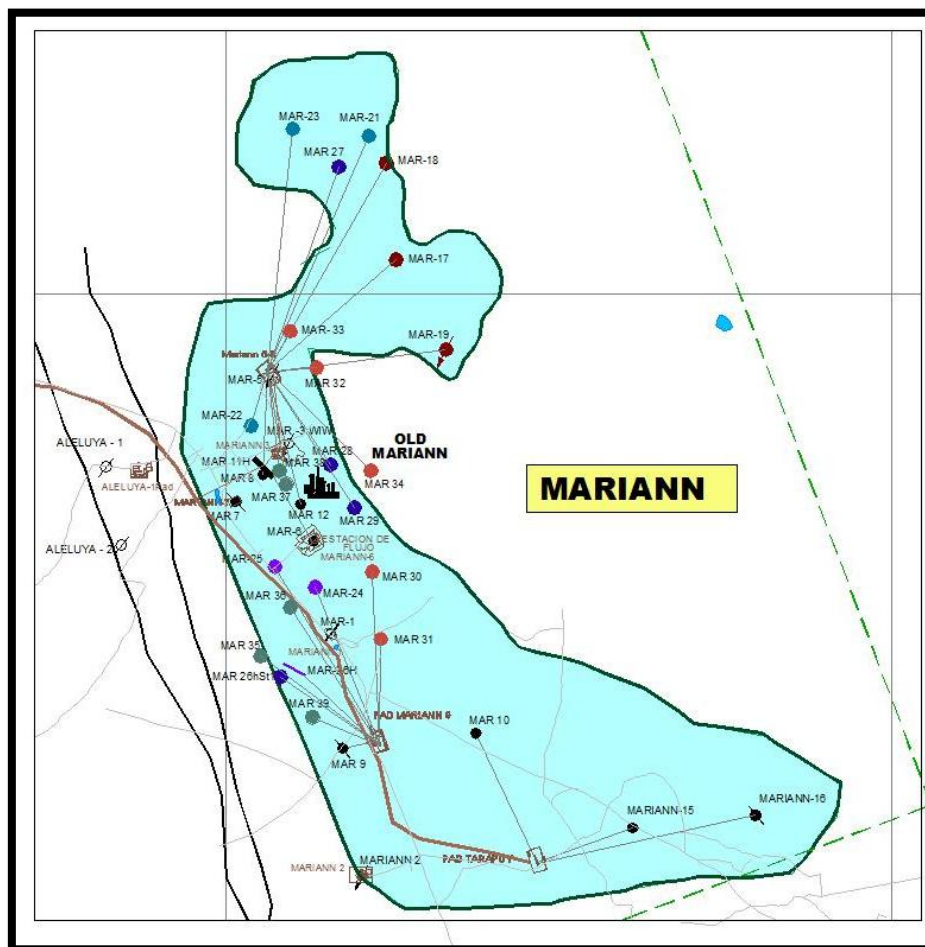
*(Fuente: Información de Andes Petroleum Ecuador Ltd.)*

## 2.6.2 CAMPO MARIANN

Toda la información teórica del campo Mariann recopilada a continuación fue proporcionada por la empresa Andes Petroleum.

### 2.6.2.1 GENERALIDADES

Se ubica al noreste de la Cuenca Oriental Ecuatoriana dentro del Bloque Tarapoa.



**Figura 6. Campo Mariann**

*(Información proporcionada por Andes Petroleum Ecuador Ltd.)*

El Campo Mariann es el campo más antiguo del Bloque Tarapoa, fue descubierto en el año de 1971 por La Corporación Cayman conjuntamente con City Investing Company.

Este Campo inició la producción en Marzo de 1978 a partir del primer pozo perforado denominado Mariann 1, y fue cerrado en Agosto de 1993 luego de haber dado una producción acumulada de 1'832.117 bbls de petróleo en 15 años, extraído de los reservorios U Inferior (1'558.479), U Superior (1.645) y M-1 (271.993). Desde entonces en el Campo Mariann se han perforado un total de 25 pozos hasta septiembre del 2007.

En el Campo Mariann se han llevado a cabo una serie de estudios de carácter geológico con el fin de explotar de mejor manera las reservas de petróleo existentes, es así que en Mayo de 1982 se realizó un estudio de simulación de reservorios basándose en los siete pozos productores en ese momento: Mariann 1, Mariann 2, Mariann 3, Mariann 4, Mariann 5, Mariann 6 y Mariann 7, cabe mencionar que el pozo Mariann 4 es el descubridor de una nueva estructura en la parte norte que más tarde se llamaría Mariann 4A. Posteriormente en 1997 a partir de la reinterpretación de los estudios sísmicos se recomendó la perforación del pozo Mariann 8. Un nuevo estudio sísmico denominado Mariann 3D hizo que en 1999 se perforen tres nuevos pozos: Las Palmas 1 (Mariann 9), Tarapuy 1 (Mariann 15) y Andes 1 (Mariann 16). Actualmente con la nueva información obtenida a través de los últimos pozos, posteriores a estos, se busca generar los Modelos Estáticos (Modelos Geológicos) y Modelos Dinámicos para cada reservorio dentro de este Campo.

#### **2.6.2.2 GEOLOGÍA LOCAL**

El campo Mariann está denominado como estructuras anticlinales falladas con rumbo NO-SE, del cual se aprovecha la producción de hidrocarburos de la formación Napo, que consiste de una serie de arcillas y limolitas intercaladas con areniscas marino marginales a continentales, conocidas como secuencias cíclicas. Específicamente los reservorios de los cuales se produce petróleo son las areniscas U, T y M-1.

#### **2.6.2.3 ANÁLISIS ESTRUCTURAL**

El Campo Mariann está compuesto por tres estructuras petrolíferas que conforman un alto estructural que desciende suavemente hacia el N y NW, que son Mariann Norte, Mariann 4A y la estructura Sur con el nombre de Mariann Viejo. Estas tres estructuras se encuentran alineadas con los campos Cuyabeno-Sansahuari y más al Norte el campo VHR (Víctor Hugo Ruales), aunque no compartan la misma falla; el tren de fallas empieza con una dirección NW-SE en Mariann hasta tomar una dirección N-S en VHR (Víctor Hugo Ruales).

Estructuralmente, la zona de la cual forma parte el Campo Mariann constituye un sistema antiguo de fallamiento tipo normal, con tendencia N-S, provocado inicialmente por esfuerzos extensivos originados en una antigua cuenca de tipo extensiva. El fallamiento original de este sistema tiene una edad Paleozoico Tardío a Mesozoico Temprano. Posteriormente en el Cretácico Superior al Paleoceno, esfuerzos compresivos dan lugar a una inversión tectónica provocada por la Orogenia Andina,



modificando así el sistema de entrapamiento en la zona, con tipos de fallamiento inverso. Cabe mencionar que el fallamiento está relacionado con la estructura y entrapamiento del Campo Mariann. Existen dos fallas involucradas en el sistema de entrapamiento del Campo Mariann, al Sur la Falla Mariann, de tipo regional relacionada con la Estructura Mariann Viejo y al Norte una falla local relacionada con la estructura Mariann 4A.

La Falla Mariann relacionada con la estructura Mariann Viejo se encuentra limitando en el flanco Oeste a la estructura, tiene una extensión aproximada de 38Km con rumbo N-NW, es de tipo inversa con un alto ángulo de buzamiento en sentido N-NE, con un salto de falla promedio de 226 pies. Esta falla particularmente se ramifica en dos planos de influencia hacia la parte norte.

La falla relacionada con la estructura Mariann 4A también limita a la estructura en el flanco Oeste en su parte Norte, tiene una extensión aproximada de 2 Km con rumbo N-NW, es de tipo inversa con alto ángulo de buzamiento en sentido N-NE.

#### **2.6.2.4 RESERVORIOS**

El Campo Mariann tiene tres rocas reservorio principales: Arenisca “T”, Arenisca “U” y Arenisca “M-1”, las cuales están divididas en diferentes miembros:

##### **RESERVORIO ARENISCA “T”**

##### **RESERVORIO ARENISCA “T” INFERIOR.**

El Reservorio Arenisca “T” Inferior es productivo en los Pozos Mariann 2, Mariann 3, Mariann 5, Mariann 6, Mariann 8, Mariann 10, Mariann 17 y Mariann 19 en la Estructura Mariann. Este reservorio podría representar una sucesión fluvial entrelazada con areniscas de grano medio a grueso, llegando de 74 a 118pies de espesor. La calidad petrofísica en promedio de este Reservorio es de buena a excelente. Debido al espesor y la falta de interestratificación con depósitos finos de planicie, la conectividad de este reservorio es excelente. El petróleo presente en este reservorio tiene un promedio de 31° API y la salinidad promedio presente es de 10.300 ppm Equiv. de Na Cl.

## **RESERVORIO ARENISCA “T” SUPERIOR.**

El Reservorio Mariann o Arenisca “T” Superior es productivo en los Pozos Mariann 3, Mariann 5 y 6 en la Estructura Mariann Viejo, y en los Pozos Mariann 4A-1, Mariann 4A-2, Mariann 4A-4 y Mariann 4A-5 en la estructura Mariann 4A. Este Reservorio es de menor importancia desde la perspectiva de reservas remanentes. Esta unidad comprende areniscas de grano fino a medio con altos contenidos de glauconita (a veces > 50 %) y abundante bioturbación. Aquí existen cuerpos arenosos de 2 a 10 pies de espesor, separados por depósitos arcillosos marino-calcareos y limolitas. Cada secuencia representa depósitos eventuales de arenas retrabajadas por mareas. La calidad promedio de este reservorio es de regular a mala. La pequeña y aislada naturaleza de los reservorios es supuesta por la irregular distribución de petróleo dentro de estos, ya que existen pozos en los que se ha confirmado que cuerpos de arenisca en la parte superior de esta unidad están mojados o saturados de agua, mientras que cuerpos de arenisca en la parte inferior están saturados de petróleo. Esta unidad también contiene el petróleo más liviano dentro de la Formación Napo en el Campo Mariann, ya que el petróleo fue protegido de la biodegradación debido a su aislamiento. El petróleo presente es de 31° API en promedio y la salinidad es de 10.300 ppm Equiv. de Na Cl.

## **RESERVORIO ARENISCA “U”**

### **RESERVORIO ARENISCA “U” INFERIOR.**

Al Reservorio Arenisca “U” Inferior también se lo ha dividido en dos miembros, ya que al ser analizados estos, pertenecen a dos procesos de sedimentación diferentes.

El **Reservorio Arenisca “U” Inferior “Miembro Inferior”** es productivo en los Pozos Mariann 1, Mariann 3, Mariann 5, Mariann 6, Mariann 7, Mariann 8, Mariann 9, Mariann 10, Mariann 12 y Mariann 18, en la Estructura Mariann Viejo, y en el Pozo Mariann 4A-1 en la estructura Mariann 4A. Esta unidad, al igual que el Reservorio Arenisca “T” Inferior, consiste en una sucesión fluvial entrelazada con areniscas de grano medio a grueso, llegando de 79 a 112 pies de espesor. La calidad petrofísica promedio de este Reservorio es de buena a excelente. Debido al espesor y la falta de interestratificación con depósitos finos de planicie, la conectividad de este reservorio también es excelente. El petróleo presente en este reservorio tiene un promedio de 20° API y la salinidad promedio presente es de 10.900 ppm Equiv. de Na Cl.

El **Reservorio Arenisca “U” Inferior “Miembro Superior”** es productivo en los Pozos Mariann 1, Mariann 3, Mariann 5, Mariann 6, Mariann 7, Mariann 8, Mariann 10, Mariann 12, Mariann 15, Mariann 16, Mariann 17, Mariann 18 y Mariann 19 en la Estructura Mariann Viejo, y en los Pozos Mariann 4A-1, Mariann 4A-2, Mariann 4A-3 y Mariann 4A-7 en la estructura Mariann 4A. Se compone de arenisca de grano medio a grueso. Esta unidad tiene cuerpos arenosos de 2 a 36 pies de espesor los cuales se encuentran interestratificados con cuerpos arcillosos, y localmente se encuentran amalgamados en sentido vertical y probablemente también en sentido lateral. Existe discontinuidad (por barreras) entre cuerpos arenosos, y la conectividad entre estos es de pobre a regular. La calidad promedio de este reservorio es de pobre a regular. En la parte superior de esta unidad existe una pequeña alternancia de limos arcillosos y depósitos menores de carbón. En este reservorio el petróleo tiene un promedio de 20° API y la salinidad promedio presente es de 10.900 ppm Equiv. de Na Cl.

#### **RESERVORIO ARENISCA “U” SUPERIOR.**

El Reservorio Arenisca “U” Superior es productivo en los Pozos Mariann 1, Mariann 3, Mariann 5 y Mariann 9 en la Estructura Mariann Viejo. Está compuesta por areniscas de grano medio a grueso. Este reservorio podría representar un sistema fluvial meandroso, en donde existen cuerpos arenosos que van de 9 a 36 pies de espesor. Para este reservorio, han sido inferidas dos barreras, una entre los Pozos Mariann 1 y Mariann 9, y otra entre los Pozos Mariann 9 y Mariann 15, basada en la diferencia del nivel del Contacto Agua-Petróleo y las características del petróleo. La calidad petrofísica promedio de este reservorio es de regular a buena. En este reservorio el petróleo presenta un promedio de 22° API y una salinidad promedio de 22.300 ppm Equiv. de Na Cl.

#### **RESERVORIO ARENISCA “M-1”**

El Reservorio Arenisca “M-1” es productivo en los Pozos Mariann 1, 17 y 19 en la Estructura Mariann Viejo, y en los Pozos Mariann 4A-1, 4A-4 y 4A-7 en la estructura Mariann 4A. Esta unidad consiste de areniscas de grano medio a grueso. Existen cuerpos arenosos de 3 a 60 pies de espesor, que podrían pertenecer a un sistema inicialmente fluvial y luego a depósitos estuarinos transgresivos. Desde el punto de vista hidrocarbúfero este reservorio es el de menor importancia de todos los citados, ya que esta unidad es muy delgada o ausente en ciertos pozos del Campo Mariann. El petróleo presente en este reservorio tiene un promedio de 18° API, siendo el de menor calidad de todos los reservorios del Campo Mariann y la salinidad promedio presente es de 39.350 ppm Equiv. de Na Cl. (*Ver Tabla 1*)

## CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO MARIANN

Reservorio	Rw @ Temp	o API	Salinidad Equiv. Na Cl (ppm)
M1	0.07 @ 182°F	18	39.350
“U” Superior	0.11 @ 182°F	22	22.300
“U” Inferior	0.21 @ 182°F	20	10.900
“T” Superior/ “T” Inferior	0.22 @ 182°F	31	10.300

***Tabla 1.** Resumen de características de los fluidos en los reservorios del Campo Mariann (Reporte de Producción)*

### 2.6.2.5 PRODUCCIÓN Y POZOS

El Campo Mariann fue puesto en producción a partir de Marzo de 1978 con los pozos Mariann 1 y Mariann 3, a partir de este tiempo se han perforado un total de 24 pozos hasta septiembre del 2007, de los cuales 8 pozos (Mariann 4, Mariann 4A-1, Mariann 4A-2, Mariann 4A-3, Mariann 4A-4, Mariann 4A-5, Mariann 4A-6 y Mariann 4A-7) han perforado la Estructura Mariann 4A y 16 pozos (Mariann 1, Mariann 2, Mariann 3, Mariann 5, Mariann 6, Mariann 7, Mariann 8, Mariann 9, Mariann 10, Mariann 11, Mariann 12, Mariann 15, Mariann 16, Mariann 17, Mariann 18, Mariann 19) han perforado la Estructura Mariann Viejo.

La producción total acumulada hasta Mayo del 2007 es de 14.422.970 barriles de petróleo y 72.940.350 barriles de agua, extraídos de los Reservorios “U”, “T” y “M-1”.

En un estudio de simulación de reservorios realizado en 1999 las reservas originales fueron de 20,23 millones de barriles de petróleo, con un POES de 96,16 millones de barriles de petróleo, mencionando que en estos valores no se incluye al Reservorio M-1, lo que dice, según este criterio, que hasta el momento se ha producido un 60,55% de las reservas originales y un 12,74% del petróleo en sitio (POES), ya que al no incluir la producción del reservorio M-1, en el Campo Mariann se han producido un total de 12.250.686 de barriles de petróleo con 63.770.780 barriles de agua.

La producción del Campo Mariann está dada principalmente por la Estructura Mariann Viejo con 11.112.437 de barriles de petróleo, que corresponde a un 77,04 % de la producción total del campo; en cambio la estructura Mariann 4A ha producido 3.310.533 barriles de petróleo, que corresponden a los restantes 22.96%.

En la Estructura Mariann Viejo la producción de petróleo se la realiza de los Reservorios “T” Inferior, “T” Superior, “U” Inferior, “U” Superior y “M-1”, de los cuales de donde se extrae la mayor cantidad de petróleo es del Reservorio “U” Inferior (objeto de estudio del presente documento).

En la Estructura Mariann 4-A la producción de petróleo ha sido aprovechada de los Reservorios “T” Superior, “U” Inferior, y “M-1”, de los cuales de donde se extrae la mayor cantidad de petróleo es del Reservorio “M-1”.

Los valores correspondientes a la producción de cada uno de estos Reservorios se encuentran detallados en la Tabla 2 hasta el año 2007, actualmente se siguen perforando nuevos pozos y lo que se tiene hasta Marzo 2003 del reservorio “T” Superior se puede ver en la Tabla 3.

## **PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO EN BARRILES DE LOS RESERVORIOS M-1, U, T**

**Marzo 1974 – Mayo 2007**

	MARIANN VIEJO	MARIANN 4A	
RESERVORIO	PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN	TOTAL
T INF	997,841.58	0	997,841.58
T SUP	2,517,690.46	516,503.50	3,034,193.96
U INF	6,699,094.97	897,209.68	7,596,304.65
U SUP	622,346.00	0.00	622,346.00
M-1	275,463.64	1,896,819.77	2,172,283.41
			14,422,969.60

***Tabla 2. Producción acumulada de Petróleo por Reservorios del Campo Mariann***

*(Datos internos de Andes Petroleum Ecuador Ltda.)*

# PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN BARRILES DEL RESERVORIO “T” SUPERIOR

JUNIO 2012 – JUNIO 2013

POZOS	PRODUCCION DIARIA REAJUSTADA					PRODUCCION ACUMULADA							
	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	GAS mpcs	BPPM REAJUSTADO	BAPM REAJUSTADO	mpcsM REAJUSTADO	PETROLEO ACUMULADO Barriles	AGUA ACUMULADA Barriles	GAS ACUMULADO mpcs	SALINITY	INITIAL PRODUCTION
MARIANN 34	229	23.53%	175	54	22	5,389.36	1,658.28	680.00	64,759.18	15,638.88	8,317.00	15840	3-Jun-12
MARIANN 36	351	100.00%	0	351	0	0.00	6,111.61	2.00	16,871.74	52,486.78	2,193.00	12732	22-Jul-12
MARIANN 37	315	19.48%	253	61	32	7,758.37	1,876.72	979.00	58,651.62	13,164.21	7,509.00	13035	19-Jun-12
MARIANN 4A-7	507	77.32%	115	392	136	0.00	0.00	0.00	18,395.73	50,328.20	2,376.00	8000	5-Jul-12
MARIANN 17	353	3.33%	341	12	45	10,227.09	352.10	1,337.00	42,399.75	1,923.07	5,580.00	13241	15-Oct-12
MARIANN 6	287	27.04%	210	78	27	4,439.43	1,645.16	562.00	48,094.48	10,306.58	6,245	9752	30-Oct-12
DORINE 10	260	87.92%	31	228	6	474.15	3,451.07	92.00	5,624.53	40,903.60	1,284	15345	29-Nov-12
MARIANN 25	293	5.92%	276	17	26	5,835.68	367.09	549.00	9,950.00	1,077.39	905	15098	31-Mar-13
MARIANN NORTE 1	572	11.09%	305	63	126				7,376.92	21,999.78	1,003	12169	26-Nov-12
MARIANN 32	191	10.95%	170	21	22	2,072.47	254.78	267.00	2,072.47	254.78	267	21807	19-May-13
MARIANN 28	172	10.48%	154	18	21	3,697.72	433.10	495.00	4,837.05	1,003.78	638	14072	22-Apr-13
MARIANN 23												15551	8-Jun-13
									337,715.36				

*Tabla 3. Producción diaria, mensual y acumulada de Petróleo del Reservorio “T” Superior del Campo Mariann Junio 2012 – Junio 2013.*

*(Datos internos proporcionados por Andes Petroleum Ecuador Ltda.)*

## 2.7 BASE TEÓRICA DE LOS REGISTROS DE POZOS

Los registros de pozos miden un número de parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que se han perforado. Dentro de los objetivos del registro se pueden mencionar:

- Determinación de las características de la formación: porosidad, saturación de agua/hidrocarburos, densidad.
- Delimitación de litología.
- Desviación y rumbo del agujero.
- Dirección del echado de formación.
- Evaluación de los yacimientos de hidrocarburos.
- Condiciones mecánicas de la TR.

Tipos de Perfiles de pozos:

1. Registros de Diámetros:
  - a. Registro de Diámetro de la mecha (Bit Size = BS)
  - b. Registro de Calibración (CALI = Caliper)
2. Registros Eléctricos
  - a. Potencial Espontáneo (SP)
  - b. Registros de Resistividad
3. Registros Radiactivos
  - a. Registros de Rayos Gamma (Gamma Ray = GR)
  - b. Registro de Espectrometría (NGS)
4. Registros de Porosidad
  - a. Registro Neutrónico (CNL)
  - b. Registros de Densidad (FDC)

Los Registro utilizados en el estudio son los siguientes:

### **2.7.1 REGISTROS DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)**

Es un registro no inducido. Unidad de medida en mili voltios. Es la diferencia que se mide al introducir un electrodo en el sondeo sin entubar y otro electrodo se sumerge en un hoyo excavado en la superficie lleno de lodo de perforación.

El potencial espontáneo de los materiales se origina en las células electroquímicas formadas por el contacto entre las arcillas, las arenas y el lodo de perforación, y como consecuencia del efecto electrocinético de los fluidos que se mueven a través de la zona permeable.

Se utiliza para identificar capas porosas, para calcular la salinidad del agua de formación y la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ).

### **2.7.2 REGISTROS DE RESISTIVIDAD**

Es un registro inducido. La resistividad es la propiedad de los materiales de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es inverso de la conductividad.

Se mide en omh-m. Se lee de izquierda a derecha en escala logarítmica con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000omh-m

La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas.

Se utilizan para estimar contactos Agua-Petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) y la resistividad verdadera de la formación.

Tipos de Perfiles o Registros de Resistividad:

1. Registro normal o convencional
2. Registro Lateral (Laterolog)
3. Registro de Inducción (Induction Log)



## **1. Registro normal o convencional**

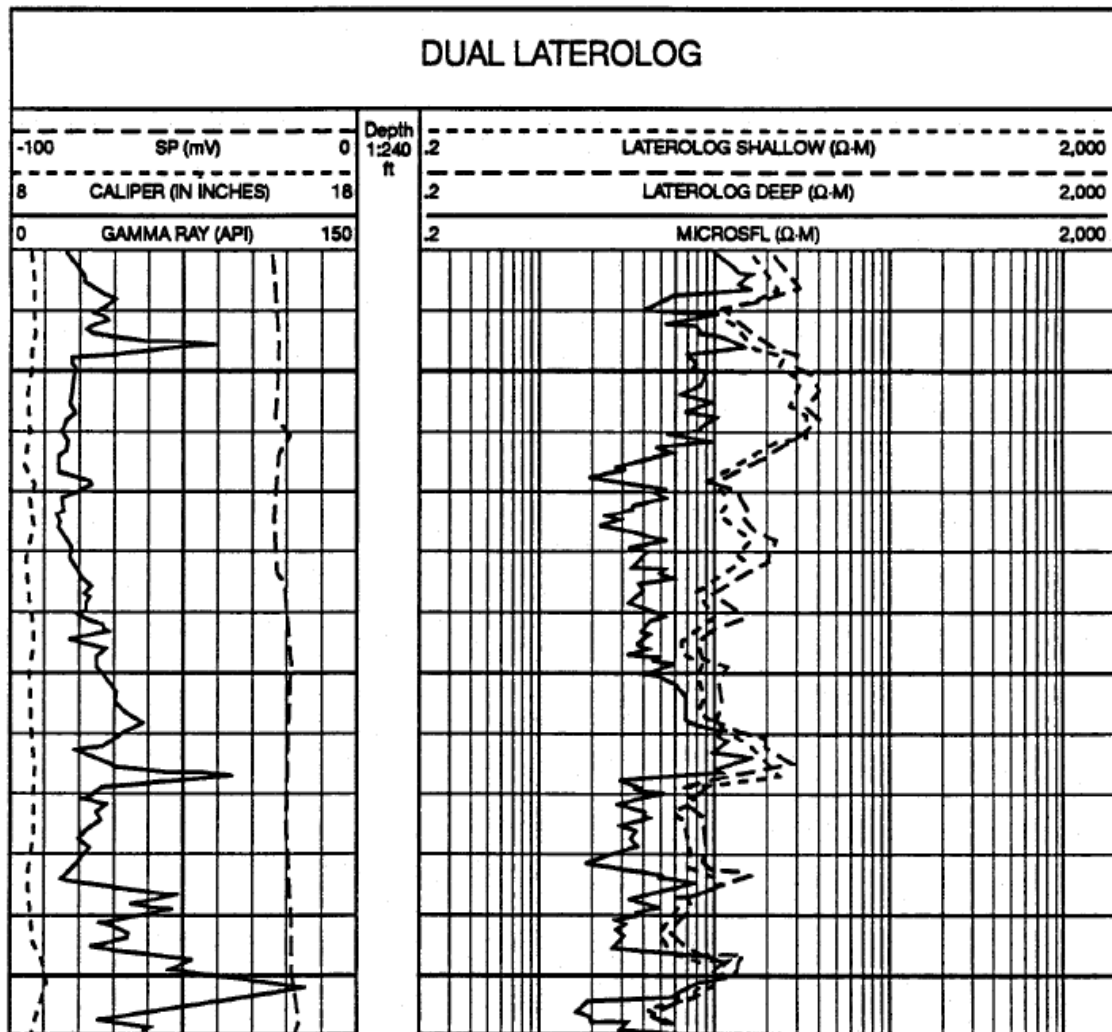
Se mide un potencial eléctrico y un flujo de corriente que se manda entre un electrodo en la sonda y un electrodo en la superficie.

## **2. Registro Lateral (Laterolog)**

Se utiliza en lodos conductivos (Lodos salados). La herramienta utiliza un arreglo múltiple de electrodos para forzar la corriente a viajar lateralmente a través del lodo de perforación hasta la formación adyacente. *Ver Figura7.*

- a. MSFL (Microspheric Laterolog). Para las proximidades (1.0 y 6.0’). Lee la resistividad de la zona lavada (Rxo).
- b. MLL = LLM (Micro Laterolog). Para las proximidades (1.0 y 6.0’)
- c. SLL = LLS (Somic Laterolog). Para profundidades someras (0.5 y 1.5’)
- d. DLL = LLD (Deep Laterolog). Para profundidades de más de 3.0’. Miden resistividad de la formación (Rt).

**Nombre genérico del registro:** Dual Laterolog  
**Tipo de Herramienta:** Resistivas (Fuente corriente eléctrica)  
**Nombres & Abreviaturas:** DLL  
**Cuando se realiza:** A hueco abierto  
**Propósito:** Medidas de resistividad de la formación  
**A frecuencia se combina con:** Registro sísmico o neutrónico/densidad  
**Principio de funcionamiento:** La bobina induce una corriente en la formación de 20kHz  
**Curvas registradas:** Deep Induction, Medium Induction, Shallow Laterolog, SP, GR.



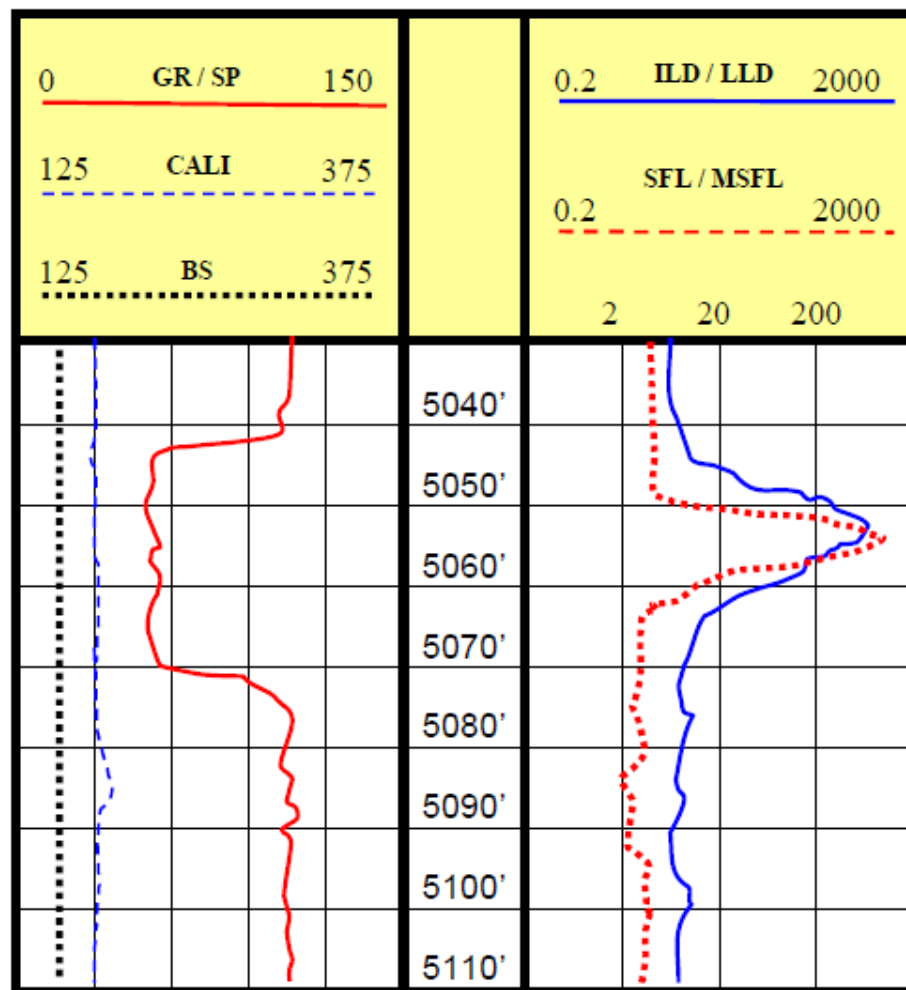
**Figura 7.** Ejemplo de Registro Dual Laterolog

(Imágenes proporcionadas por Andes Petroleum Ecuador Ltda.)

### 3. Registro de Inducción (Induction Log)

Se utiliza en lodos resistentes (Lodos frescos o base de aceite). Ver Figura 8 y Figura 9.

- SFL (Spherical Induction Log). Para profundidades someras (0.5 – 1.5'). Mide la resistividad de la zona lavada ( $R_{xo}$ ).
- MIL = LIM (Medium Induction Log). Para distancias medias (1.5 – 3.0').
- DIL = ILD (Deep Induction Log). Para profundidades de más de 3.0'. Miden la resistividad de la formación ( $R_t$ ).

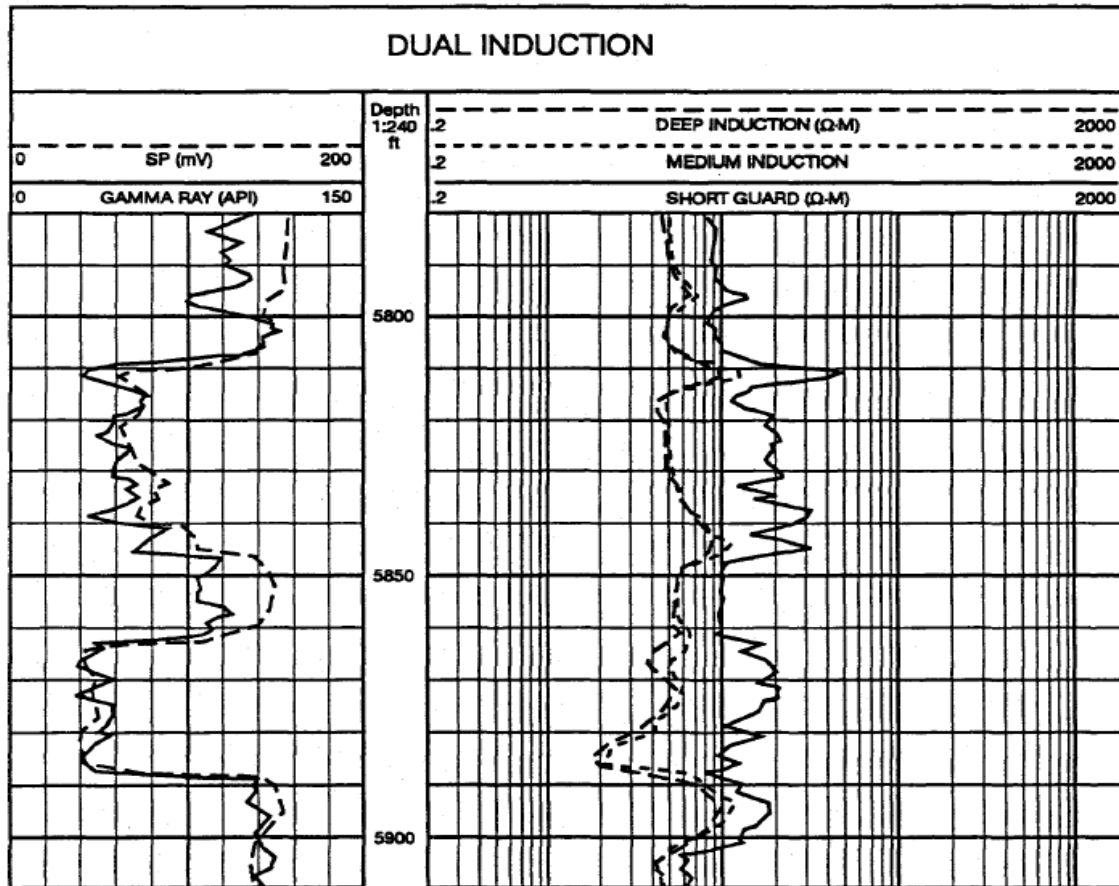


**Figura 8.** Ejemplo de Registro de Inducción. Curvas de ILD, SFL

(Fuente: Tomada de internet. Pág.:

<http://www.oilproduction.net/cms/files/Perfilaje%20de%20pozos.pdf>)

<b>Nombre genérico del registro:</b>	Dual Induction
<b>Tipo de Herramienta:</b>	Resistivas (Fuente corriente eléctrica)
<b>Nombres &amp; Abreviaturas:</b>	DIL
<b>Cuando se realiza:</b>	Registro principal en lodo fresco
<b>Propósito:</b>	Medidas de resistividad de la formación
<b>Limitaciones:</b>	Funciona mejor en los lodos de sal
<b>A frecuencia se combina con:</b>	GR, SP, caliper, MSFL
<b>Principio de funcionamiento:</b>	Se envía un haz de corriente horizontal a la formación
<b>Curvas registradas:</b>	Laterolog Deep, Laterolog Shallow, MSFL



**Figura 9.** Ejemplo de Registro Dual Induction

(Fuente: Información proporcionada por Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

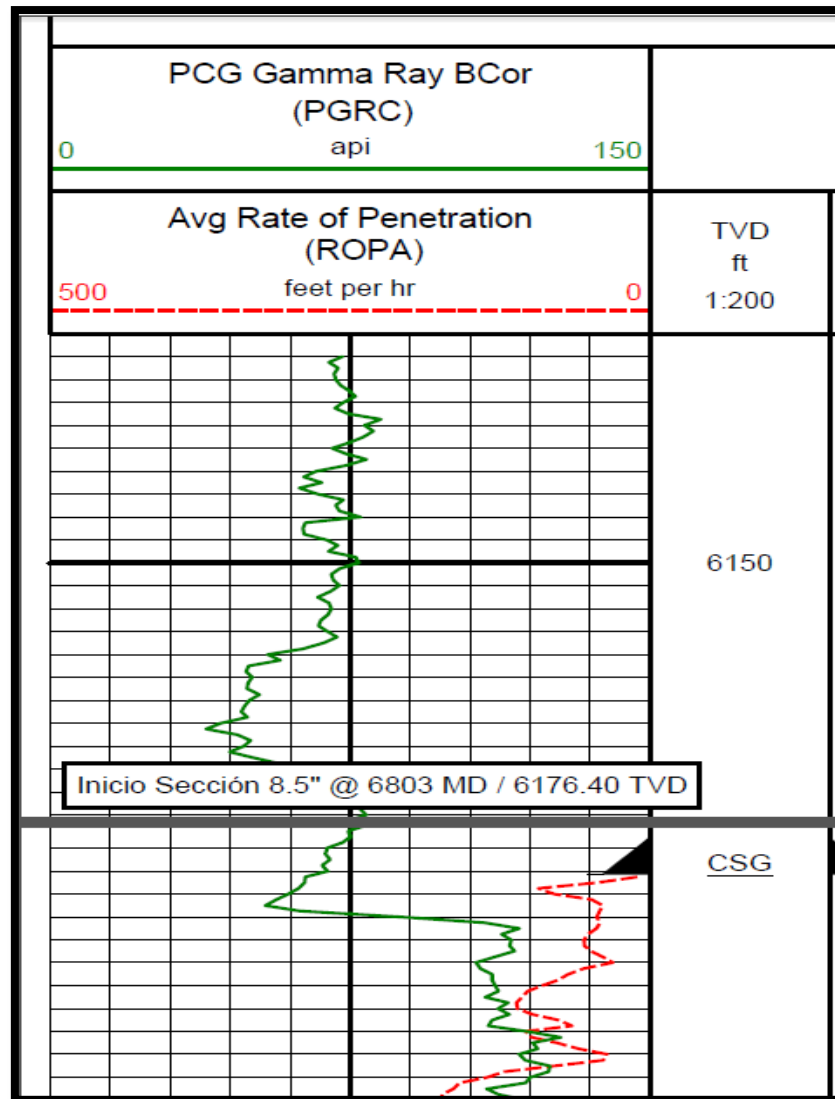
### **2.7.3 REGISTROS DE RAYOS GAMMA (GAMMA RAY = GR)**

Durante la meteorización de las rocas, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de las mismas.

Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U).

Se lee de izquierda a derecha. Si el GR es bajo indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 API.

Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (Vsh), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados. *Ver Figura 10.*



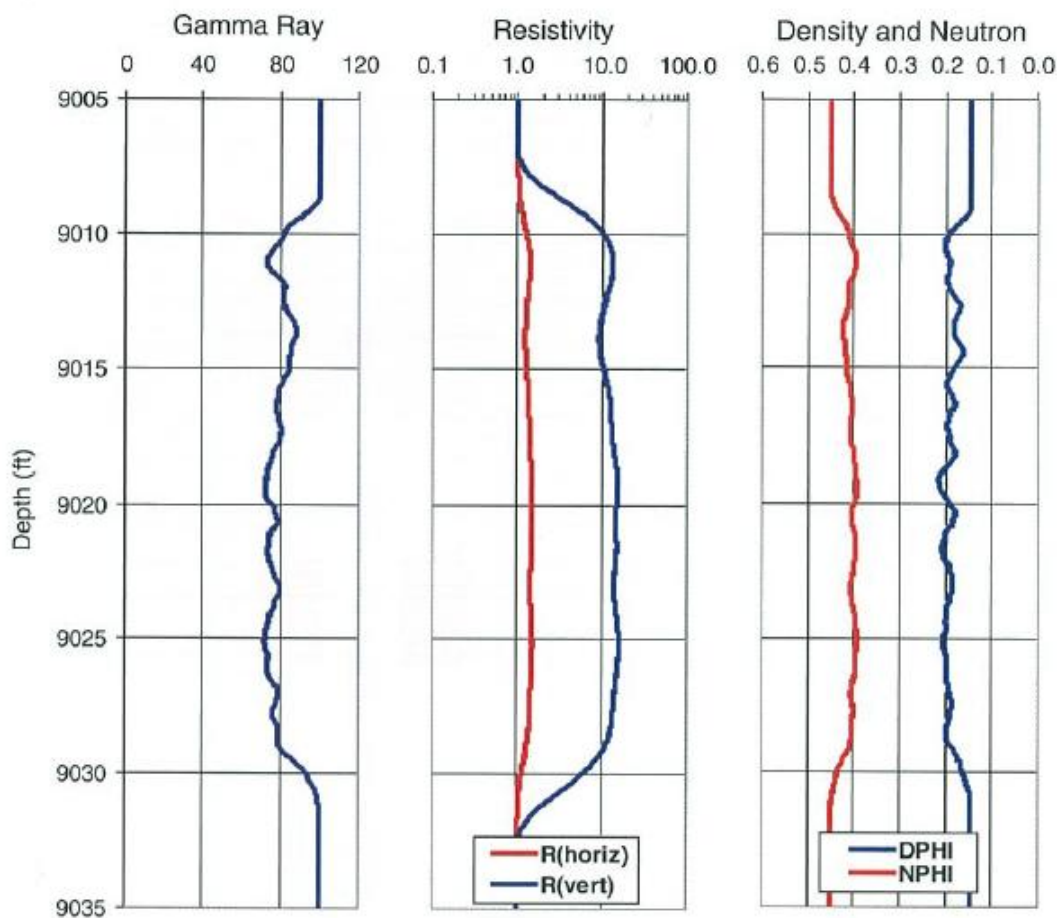
**Figura 10.** Ejemplo de curvas de GR y ROPA con Registro del pozo Dorine81

(Fuente: Información proporcionada por Andes Petroleum Ecuador Ltd.)

#### 2.7.4 REGISTRO NEUTRÓNICO (CNL)

Se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo de la roca. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones. La herramienta se llama CNL. Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica alta índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice

de neutrones. Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde -0.15 a 0.45 (-15 a 45 %). Ver Figura 11.



**Figura 11.** Curvas de Gamma Ray, Resistividad, Densidad y Neutrón.

(Fuente: Imagen tomada del libro *Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon Pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs*, AAPG Archie Series)

### 2.7.5 REGISTROS DE DENSIDAD (FDC)

Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, los cuales colisionan con los átomos presentes en la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones.

La herramienta se llama FDC. Sirve para estimar la densidad del sistema roca – fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es  $\text{gr/cm}^3$ , con un rango de valores que va desde 1.96 a 2.96  $\text{gr/cm}^3$ . Ver Figura 11.

## **2.8 BASE TEÓRICA PARA EL ANÁLISIS PETROFÍSICO**

Cualquier formación rocosa dada, tiene numerosas y únicas propiedades físicas asociadas con ella. Solamente aquellas propiedades que pueden medirse y que sean útiles serán consideradas.

En el presente caso este trabajo es la continuación del análisis petrofísico que se realizó anteriormente en otra tesis del mismo reservorio y campo dentro de la misma empresa, por lo cual este tema no será estudiado a fondo y solo se cargarán los datos directamente al programa modelador.

## **2.9 BASE TEÓRICA PARA EL MODELAMIENTO**

Se puede realizar el modelo de dos maneras, dependiendo de la disponibilidad de información:

- Campos con abundancia de Datos Sísmicos, donde los pozos perforados son escasos.
- Campos con abundancia de Datos de Pozos, donde el número de pozos perforados es estadísticamente suficiente.

En los primeros Campos se desarrolla la llamada *Modelización Tridimensional a Escala Sísmica*, que depende de la resolución de este tipo de información, la que es variable, pero siempre menor que la resolución de los registros de pozo.

En cambio en el segundo grupo de Campos se desarrolla una *Modelización Tridimensional a Escala de las Heterogeneidades del Reservorio (Registros de Pozo)*, que es el método de trabajo adecuado, detallado a continuación:



## **MODELIZACIÓN TRIDIMENSIONAL A ESCALA DE LAS HETEROGENEIDADES DEL RESERVORIO**

Los procesos que llevan a tener el Modelo Geológico a Escala de las Heterogeneidades, es decir a escala de los Registros de Pozos, se reúnen en la Definición y Caracterización de Yacimientos, según se describe a continuación:

### **A. Definición de Yacimientos**

El Flujo de Trabajo de esta tarea comprende las siguientes realizaciones:

1. Construcción de una Grilla Tridimensional y volcado de valores de pozos. Una vez ubicados los pozos en un espacio tridimensional y teniendo en cuenta el marco estructural obtenido de la sísmica, se crea una grilla tridimensional, que servirá de base para alojar los datos de los pozos y luego ser completada en las celdas restantes.
2. Integración de datos de Registros de Pozo y de Producción. Ya cargados los datos en una Base Integral, se vuelcan los ensayos de pozos sobre los perfiles y se validan las asignaciones de los Intervalos disparados, y las producciones iniciales con las variables petrofísicas y litológicas.
3. Identificación del Atributo de los Registros de Pozo que correlaciona con el comportamiento productivo. Se realiza el análisis integral de las variables de definición con los resultados productivos para encontrar qué variable se utilizara para definir los Reservorios.
4. Definición de los intervalos a estudiar y de los Valores de Corte a ser aplicados sobre el atributo.
5. Realizaciones de Variogramas sobre el atributo de Definición de los Yacimientos y su análisis. En esta tarea es de gran importancia reflejar las condiciones de sedimentación integrando con el Modelo Sedimentológico Inicial. Es la parte medular del trabajo y tiene como objetivo establecer el tipo de función (tipo de modelo de variograma) que gobierna la distribución espacial de las variables en el reservorio. La forma de esta función condiciona la correlación geológica entre pozos vecinos y está limitada a los topes de cima y base definidas durante las realizaciones Geológicas.

6. Diversas realizaciones de Estadística Integral Autocorrelada para los distintos intervalos del atributo a estudiar y selección de la metodología estadística adecuada. El Kriging Ordinario, las Simulaciones Condicionales, entre otras, son las técnicas que se emplean para construir los modelos tridimensionales utilizando los variogramas calculados para realizar la estimación y/o simulación en tres dimensiones.

## **B. Caracterización de los Yacimientos**

El Flujo de Trabajo para lograr esta Caracterización según Atributos Petrofísicos, comprende las siguientes realizaciones:

1. Validación o Definición de los cálculos de parámetros petrofísicos por pozo.
2. Integración de los datos de Registros, Núcleos y Producción.
3. Búsqueda de Valores de Corte a ser aplicados en las variables de Registros de Pozo.
4. Realizaciones de Variogramas sobre los atributos de Caracterización de los Yacimientos y su análisis.
5. Diversas realizaciones de Estadística Integral Autocorrelada para los distintos intervalos a estudiar, obteniendo los Modelos Tridimensionales más probables para cada Yacimiento.
6. Validación o Refinamiento de la definición de las Unidades Hidráulicas Independientes (Yacimientos), mediante la aplicación de los Valores de Corte a los Modelos tridimensionales de las variables de Caracterización.

Una vez finalizado el Modelo Estático Tridimensional, éste debe ser adecuado para ser cargado al Simulador Numérico Dinámico Integral, como Modelo de Entrada del mismo, esta adaptación consiste principalmente en un Reescalamiento (Upscaling) del modelo.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> *Blog Petrolero*. (2013). Recuperado el 8 de Junio de 2013, de Blog Petrolero: <http://blog-petrolero.blogspot.com/2007/11/modelo-estatico-definicion-y.html>

## **2.10 BASE TEÓRICA PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS**

Para calcular las reservas de petróleo se utilizan distintas metodologías de acuerdo a la información disponible y estado de desarrollo de los yacimientos.

El cálculo de reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa aplicando a la información geológica y de ingeniería a los métodos determinísticos y el uso de sus diferentes formas de cálculo depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos.

### **MÉTODOS DETERMINÍSTICOS**

Utiliza valores puntuales que representan el mejor estimado de cada parámetro geológico, de ingeniería y económico en la estimación de las reservas para cada caso específico. En este trabajo se ha utilizado únicamente el método volumétrico por cuestión de tiempo.

### **MÉTODO VOLUMÉTRICO**

Entre los métodos determinísticos se halla el método volumétrico el cual no estima como tal el volumen de reservas, sino que está asociado al cálculo del Hidrocarburo Original En Sitio (POES, GOES y COES) con base en el modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos.

El Método Volumétrico es el adoptado por el Ministerio de Energía y Petróleo como Método Oficial para el cálculo de las reservas.

#### **Cálculo del Petróleo Original En Sitio (POES):**

El Petróleo Original En Sitio se calcula usando la siguiente ecuación:

$$\text{POES} = \frac{7758 * \phi * S_o * h * A}{B_o}$$

Donde:

- POES: Petróleo original en Sitio (BN)
- 7758: factor constante
- $\Phi$ : porosidad, adimensional
- $S_o$  : saturación de petróleo, adimensional
- h: Espesor Neto
- A: área de drenaje (acres)
- $B_o$ : factor volumétrico de formación de petróleo = 1.1 (BN/BY)
- RF: Factor de recobro

*BN (Barriles en condiciones Normales)*

*BY (Barriles en condiciones del yacimiento)*

Una vez obtenido el POES, al aplicarle el Factor de Recobro, se obtienen las Reservas de Petróleo Recuperables Originales.

## **CAPITULO III**

### **3. DISEÑO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE ESTUDIO (DESCRIPTIVO)**

Es un proyecto de tipo descriptivo para conocer las características, distribución de las arenas y el tipo de depósito del reservorio mediante la elaboración del modelo geológico y posteriormente el cálculo de reservas.

Es transversal porque se desarrollará en un tiempo determinado de 3 meses. (*Ver Anexo B*)

Y es prospectivo puesto que los resultados se emplearán a futuro para la toma de decisiones en la explotación del reservorio no convencional Arenisca “T” Superior del Campo Mariann en el bloque Tarapoa.

En caso de ser viable, se evaluarán los resultados.

#### **3.2 UNIVERSO Y MUESTRA**

El universo seleccionado para realizar este trabajo es de 44 pozos perforados que cruzan la arena “T” superior distribuidos dentro de los Campos Mariann, Mariann 4A y Mariann Norte.

La muestra tomada es de 32 pozos perforados que cruzan la arena “T” Superior dentro del Campo Mariann.

#### **3.3 TÉCNICAS**

Todo el trabajo será realizado con los datos del archivo de la empresa, a través del programa GeoGraphix en el cual se hacen las correlaciones entre los pozos seleccionados.

En el programa Petrel se genera el modelo geológico del reservorio “T” superior, y posteriormente se interpreta los resultados, para el cálculo de reservas.

### **3.4 RECOLECCIÓN DE DATOS**

Los datos son proporcionados por la empresa, de los 32 pozos perforados en el Campo Mariann, se tienen registros eléctricos, Mud Logs y la interpretación sedimentaria del core del pozo Mariann 9, y toda la información petrofísica.

### **3.5 PROCESAMIENTO DE DATOS**

El resultado de este proyecto será interpretado una vez creado el modelo geológico por medio del programa Petrel, con ayuda de tablas y gráficos estadísticos del mismo programa modelador, para comprobar la viabilidad del proyecto.

## **ASPECTOS ADMINISTRATIVOS**

### **FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD**

El presente tema de investigación es factible, porque se cuenta con el talento humano del investigador, también se dispone de la bibliografía, webgrafía pertinente y el tiempo necesario para la ejecución dentro de 3 meses. (*Ver Anexo B*)

El proyecto será financiado por la compañía, la cual brindará todas las facilidades logísticas (como uso de sus instalaciones y programas necesarios) y la utilización de la información disponible para alcanzar los objetivos planteados haciendo de esta investigación accesible.

En cuanto al presupuesto ver *Anexo C*.

## CAPITULO IV

### 4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

#### 4.1 GEOLOGÍA DE LOS CAMPOS

##### 4.1.1 REGISTROS TIPO

El registro tipo es un registro que nos sirve como guía a lo largo del estudio que tiene buen desarrollo de las unidades litoestratigráficas permitiendo identificar las características litológicas de las rocas con mayor facilidad.

Y para el inicio de este estudio se determinó básicamente un registro tipo, el del pozo Mariann 09, debido a que se tiene un core (*Ver Anexo E*), que sirve de guía en el análisis y la correlación geológica.

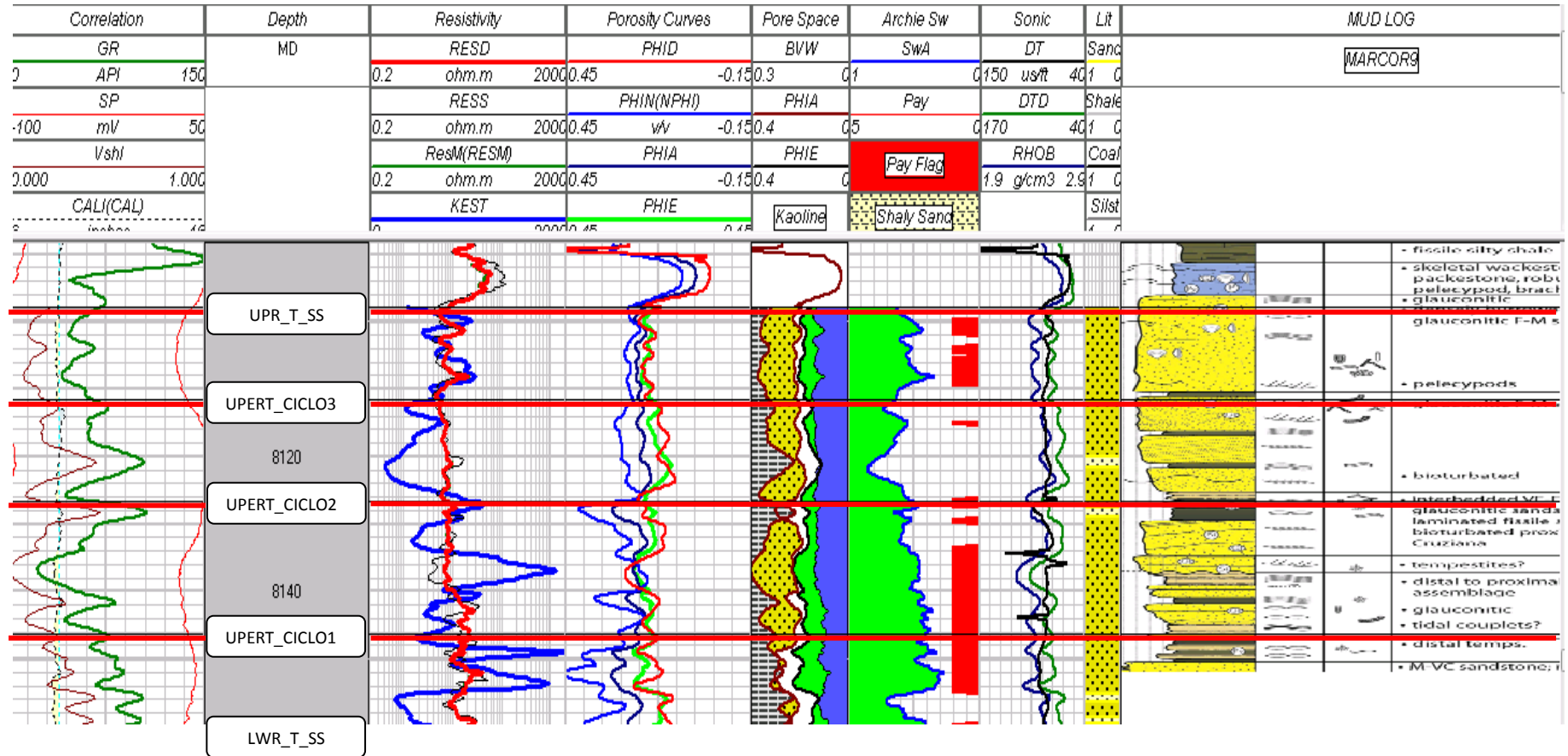
Para entender de manera general se tomó otro registro como guía, el registro del pozo San José, que se encuentra aproximadamente a 10Km al SW del pozo Mariann 09, se lo tomó porque es el pozo más cercano en el que se tiene un core (*Ver Anexo F*), mostrando claramente cómo se fueron dando los eventos, cómo se encuentran a profundidad y así ir conociendo la distribución espacial de la Arenisca “T” Superior dentro de todo el campo.

Se ha realizado un análisis estratigráfico y sedimentológico a detalle de estos cores del pozo Mariann 9 y San José, que han sido anteriormente interpretados por Moslow en el 2002.

Como se puede observar en la *Figura 12* y *Figura 13* se calibró y se correlacionó el núcleo con el registro tipo.



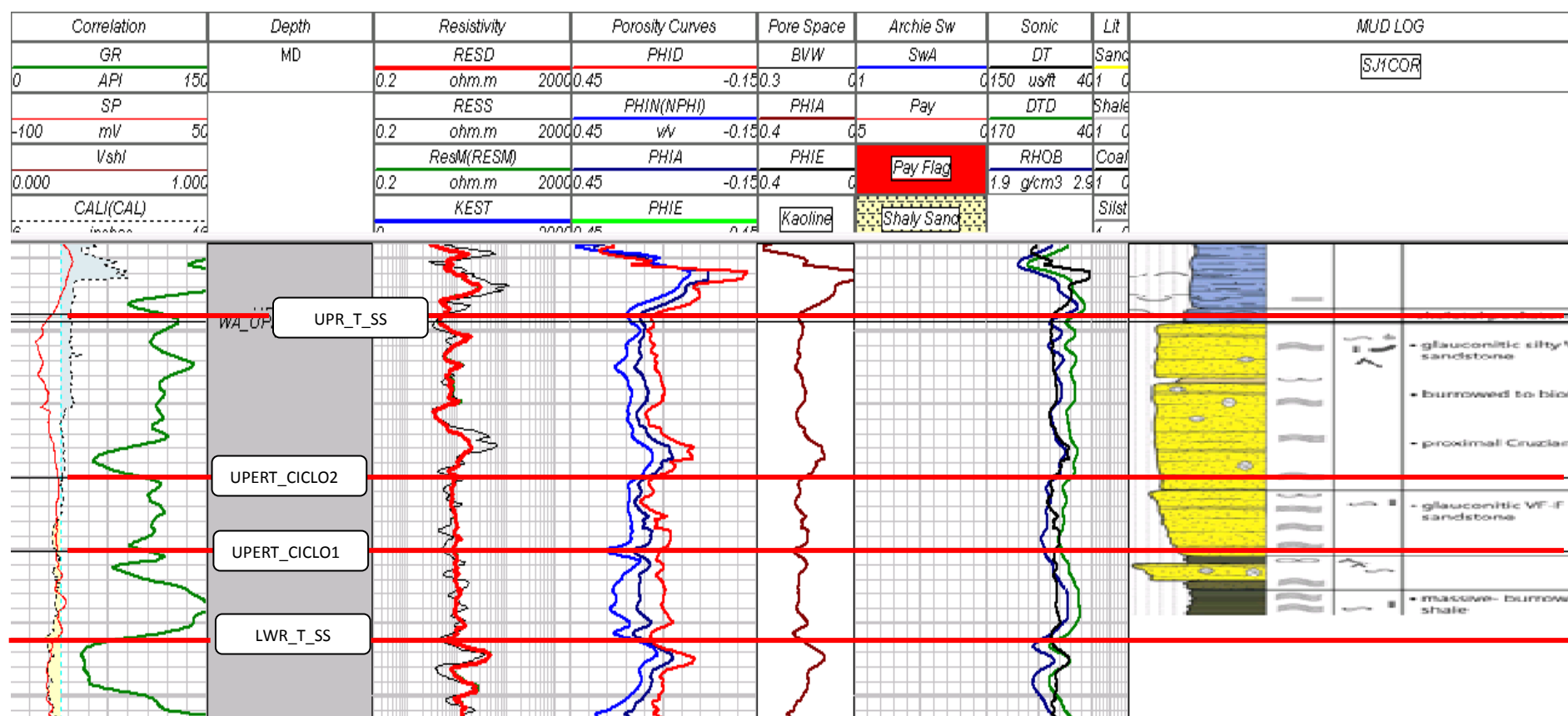
### CORRELACIÓN MARIANN\_9: REGISTRO TIPO - MUD LOG



**Figura 12.** Registro tipo Mariann 09 en correlación con el núcleo interpretado por Moslow en el 2002 de la zona de Arenisca "T" Superior

(Fuente: Información proporcionada por Andes Petroleum Ecuador Ltda.)

### CORRELACIÓN SAN JOSÉ 1: REGISTRO TIPO - MUD LOG



**Figura 13.** Registro tipo San José en correlación con el núcleo interpretado por Moslow en el 2002 de la zona de la arenisca “T” Superior

(Fuente: Información proporcionada Andes Petroleum Ecuador Ltda.)

#### **4.1.2 DETERMINACIÓN DE TOPES Y BASES**

Los topes y bases de la Arenisca “T” Superior se realizaron en el programa Geographix y se determinaron tomando en cuenta los marcadores de tiempo geológico esenciales, los cuales son identificados por las curvas de resistividad, Gamma Ray, sísmico, potencial espontáneo, porosidad neutrón, de densidad, y usando de referente el criterio de Moslow para su división.

Para establecer la base de la arenisca “T” superior se utilizó los límites de la secuencia transgresiva de la Arenisca “T” inferior que es una sucesión de lutitas y areniscas. Y para el tope de la Arenisca “T” Superior se identificó el contacto que existe entre la arenisca “T” superior con la caliza “B”.

Dentro de los límites de la arenisca “T” Superior se observa que su depositación se dio en cuatro tiempos, porque existen marcadores bien definidos que se mantienen en todos los 32 registros de pozos del Campo Mariann, a los cuales se los denominó de la siguiente manera:

- UPR\_T\_SS
- UPRT\_SS\_CICLO3
- UPRT\_SS\_CICLO2
- UPRT\_SS\_CICLO1
- UT\_TRANS

Estos marcarían la división entre el tipo de depósito dentro de la arenisca “T” Superior. (*Ver Tabla 4*)

**TABLA 4. TOPEs, Y COORDENADAS DE UPPER “T”**

WELL ID	TOPEs	TOP MD	TOP TVD	TOP SUBSEA	X COORDINATE	Y COORDINATE
MARIANN_01	LWR_T_SS	7979.43	7979.17	-7230.17	360780.8826	9982448.489
	UPERT_CICLO1	7945.33	7945.08	-7196.08	360780.935	9982448.525
	UPERT_CICLO2	7933.4	7933.14	-7184.14	360780.9533	9982448.537
	UPERT_CICLO3	7917.7	7917.45	-7168.45	360780.9774	9982448.554
	UPR_T_SS	7905.95	7905.69	-7156.69	360780.9955	9982448.566
	UT_TRANS	7958.68	7958.42	-7209.42	360780.9145	9982448.511
MARIANN_02	LWR_T_SS	8343.69	8010.01	-7258.59	360623.301	9980981.366
	UPERT_CICLO1	8318.37	7984.69	-7233.27	360623.3473	9980981.257
	UPERT_CICLO2	8306	7972.32	-7220.9	360623.3699	9980981.204
	UPERT_CICLO3	8289.81	7956.13	-7204.71	360623.3995	9980981.134
	UPR_T_SS	8275.31	7941.64	-7190.22	360623.426	9980981.071
	UT_TRANS	8332.18	7998.5	-7247.08	360623.322	9980981.316
MARIANN_03	LWR_T_SS	7939.51	7939.51	-7182.49	360467.5806	9983873.515
	UPERT_CICLO1	7911.42	7911.42	-7154.4	360467.5806	9983873.515
	UPERT_CICLO2	7896.67	7896.67	-7139.65	360467.5806	9983873.515
	UPERT_CICLO3	7887.3	7887.3	-7130.28	360467.5806	9983873.515
	UPR_T_SS	7876.25	7876.25	-7119.23	360467.5806	9983873.515
	UT_TRANS	7920.08	7920.08	-7163.06	360467.5806	9983873.515
MARIANN_05	LWR_T_SS	7949.04	7949.04	-7201.37	360349.4856	9984395.394
	UPERT_CICLO1	7921.67	7921.67	-7174	360349.4856	9984395.394
	UPERT_CICLO2	7909.27	7909.27	-7161.6	360349.4856	9984395.394
	UPERT_CICLO3	7897.8	7897.8	-7150.13	360349.4856	9984395.394
	UPR_T_SS	7887.15	7887.15	-7139.48	360349.4856	9984395.394
	UT_TRANS	7932.44	7932.44	-7184.77	360349.4856	9984395.394
MARIANN_06	LWR_T_SS	7957.06	7957.06	-7202.32	360657.3083	9983140.003
	UPERT_CICLO1	7925.44	7925.44	-7170.7	360657.3083	9983140.003

	UPERT_CICLO2	7918.42	7918.42	-7163.68	360657.3083	9983140.003
	UPERT_CICLO3	7904.37	7904.37	-7149.63	360657.3083	9983140.003
	UPR_T_SS	7894.74	7894.74	-7140	360657.3083	9983140.003
	UT_TRANS	7933.17	7933.17	-7178.43	360657.3083	9983140.003
MARIANN_07	LWR_T_SS	7974.92	7974.92	-7220.08	360071	9983436.5
	UPERT_CICLO1	7946.59	7946.59	-7191.75	360071	9983436.5
	UPERT_CICLO2	7938.4	7938.4	-7183.56	360071	9983436.5
	UPERT_CICLO3	7929.27	7929.27	-7174.43	360071	9983436.5
	UPR_T_SS	7914.7	7914.7	-7159.86	360071	9983436.5
	UT_TRANS	7957.59	7957.59	-7202.75	360071	9983436.5
MARIANN_08	LWR_T_SS	8570.82	7915.05	-7161.43	360290.154	9983635.722
	UPERT_CICLO1	8552.09	7896.32	-7142.7	360290.0747	9983635.716
	UPERT_CICLO2	8540.38	7884.62	-7131	360290.0251	9983635.712
	UPERT_CICLO3	8529.37	7873.61	-7119.99	360289.9785	9983635.708
	UPR_T_SS	8517.64	7861.88	-7108.26	360289.9288	9983635.704
	UT_TRANS	8558.88	7903.11	-7149.49	360290.1034	9983635.718
MARIANN_09	LWR_T_SS	8174.4	7996.8	-7236.74	360860.5281	9981579.476
	UPERT_CICLO1	8147.33	7971.53	-7211.47	360863.4395	9981579.963
	UPERT_CICLO2	8126.72	7952.29	-7192.23	360865.6616	9981580.331
	UPERT_CICLO3	8112.23	7938.76	-7178.7	360867.2327	9981580.585
	UPR_T_SS	8096.31	7923.92	-7163.86	360868.9572	9981580.863
	UT_TRANS	8156.11	7979.72	-7219.66	360862.496	9981579.805
MARIANN_10	LWR_T_SS	8786.23	7977.8	-7219.48	361846.8927	9981727.294
	UPERT_CICLO1	8752.79	7947.59	-7189.27	361848.9822	9981723.464
	UPERT_CICLO2	8738.29	7934.48	-7176.16	361849.8886	9981721.802
	UPERT_CICLO3	8725.34	7922.78	-7164.46	361850.6978	9981720.319
	UPR_T_SS	8712.79	7911.46	-7153.14	361851.4837	9981718.863
	UT_TRANS	8759.01	7953.2	-7194.88	361848.5938	9981724.176
MARIANN_12	LWR_T_SS	8867.13	7954.58	-7200.96	360541.1337	9983431.61

	UPERT_CICLO1	8822.68	7914.55	-7160.93	360536.7444	9983435.549
	UPERT_CICLO2	8809.16	7902.38	-7148.76	360535.4096	9983436.746
	UPERT_CICLO3	8795	7889.64	-7136.02	360534.0118	9983438.001
	UPR_T_SS	8781.02	7877.05	-7123.43	360532.6316	9983439.239
	UT_TRANS	8830.99	7922.04	-7168.42	360537.5659	9983434.812
MARIANN_15 TARAPUY_01	LWR_T_SS	8403.43	7963.28	-7204.96	363075.4454	9980980.862
	UPERT_CICLO1	8382.21	7942.91	-7184.59	363073.6505	9980980.635
	UPERT_CICLO2	8366.6	7927.92	-7169.6	363072.3301	9980980.468
	UPERT_CICLO3	8355.63	7917.39	-7159.07	363071.4017	9980980.351
	UPR_T_SS	8346.38	7908.51	-7150.19	363070.6195	9980980.252
	UT_TRANS	8387.33	7947.83	-7189.51	363074.0837	9980980.69
MARIANN_16 ANDES_01_ST	LWR_T_SS	9951	7943.72	-7185.4	364031.5841	9981081.044
	UPERT_CICLO1	9911	7911.2	-7152.88	364024.5911	9981079.828
	UPERT_CICLO2	9891	7894.96	-7136.64	364021.0846	9981079.227
	UPERT_CICLO3	9882	7887.65	-7129.33	364019.5067	9981078.956
	UPR_T_SS	9872	7879.53	-7121.21	364017.7535	9981078.655
	UT_TRANS	9924.27	7921.98	-7163.66	364026.9181	9981080.227
MARIANN_17	LWR_T_SS	9168.2	8005.75	-7245.15	361268.0584	9985248.575
	UPERT_CICLO1	9113.97	7953.07	-7192.47	361265.0948	9985246.008
	UPERT_CICLO2	9106.74	7946.05	-7185.45	361264.6964	9985245.662
	UPERT_CICLO3	9092.03	7931.77	-7171.17	361263.8862	9985244.96
	UPR_T_SS	9084.15	7924.11	-7163.51	361263.4521	9985244.584
	UT_TRANS	9127.23	7965.95	-7205.35	361265.8253	9985246.641
MARIANN_18	LWR_T_SS	10163	8003.22	-7242.62	361177.9972	9985945.752
	UPERT_CICLO1	10114.5	7964.13	-7203.53	361173.9412	9985937.975
	UPERT_CICLO2	10102	7954.07	-7193.47	361172.8968	9985935.973
	UPERT_CICLO3	10081.6	7937.68	-7177.08	361171.1827	9985932.704
	UPR_T_SS	10068.4	7927.14	-7166.54	361170.0618	9985930.582
	UT_TRANS	10127.8	7974.9	-7214.3	361175.0584	9985940.117

MARIANN_19	LWR_T_SS	9191.89	7975.86	-7215.26	361604.8848	9984575.704
	UPERT_CICLO1	9153.3	7945.19	-7184.59	361597.8083	9984574.787
	UPERT_CICLO2	9137.3	7932.54	-7171.94	361594.8483	9984574.391
	UPERT_CICLO3	9124.27	7922.24	-7161.64	361592.4352	9984574.068
	UPR_T_SS	9117.78	7917.11	-7156.51	361591.2344	9984573.907
	UT_TRANS	9173.04	7960.88	-7200.28	361601.4276	9984575.256
MARIANN_21	LWR_T_SS	10713.8	7988.01	-7226.11	361055.9637	9986240.131
	UPERT_CICLO1	10656.1	7942.58	-7180.68	361051.6964	9986230.151
	UPERT_CICLO2	10647.1	7935.56	-7173.66	361051.0189	9986228.581
	UPERT_CICLO3	10630.6	7922.68	-7160.78	361049.7766	9986225.701
	UPR_T_SS	10615.8	7911.09	-7149.19	361048.659	9986223.111
	UT_TRANS	10663.9	7948.67	-7186.77	361052.2837	9986231.512
MARIANN_22	LWR_T_SS	8259.11	7962.09	-7200.19	360183.9235	9984004.407
	UPERT_CICLO1	8220.6	7923.59	-7161.69	360183.7135	9984004.32
	UPERT_CICLO2	8206.09	7909.08	-7147.18	360183.6343	9984004.287
	UPERT_CICLO3	8199.3	7902.29	-7140.39	360183.5973	9984004.272
	UPR_T_SS	8189.27	7892.26	-7130.36	360183.5426	9984004.249
	UT_TRANS	8235.12	7938.1	-7176.2	360183.7927	9984004.352
MARIANN_23	LWR_T_SS	10834.2	8000.32	-7238.42	360508.6155	9986304.013
	UPERT_CICLO1	10786.4	7960.56	-7198.66	360507.0726	9986296.094
	UPERT_CICLO2	10774	7950.26	-7188.36	360506.673	9986294.043
	UPERT_CICLO3	10756.3	7935.6	-7173.7	360506.0953	9986291.08
	UPR_T_SS	10746.5	7927.61	-7165.71	360505.7591	9986289.362
	UT_TRANS	10800.4	7972.22	-7210.32	360507.525	9986298.416
MARIANN_24	LWR_T_SS	9140.39	7949.59	-7187.29	360730.6893	9982843.735
	UPERT_CICLO1	9100.02	7916.45	-7154.15	360732.8938	9982837.067
	UPERT_CICLO2	9091.01	7909.03	-7146.73	360733.3826	9982835.589
	UPERT_CICLO3	9072.36	7893.66	-7131.36	360734.3944	9982832.529
	UPR_T_SS	9060.71	7884.07	-7121.77	360735.0264	9982830.617

	UT_TRANS	9109.4	7924.17	-7161.87	360732.385	9982838.607
MARIANN_25	LWR_T_SS	9844.32	7960.29	-7198.01	360339.7886	9982985.216
	UPERT_CICLO1	9816.87	7937.13	-7174.85	360341.9176	9982981.265
	UPERT_CICLO2	9806.01	7927.99	-7165.71	360342.7627	9982979.691
	UPERT_CICLO3	9787.1	7912.07	-7149.79	360344.2341	9982976.951
	UPR_T_SS	9772.64	7899.89	-7137.61	360345.3596	9982974.855
	UT_TRANS	9829.65	7947.88	-7185.6	360340.9234	9982983.116
MARIANN_27	LWR_T_SS	10036.6	7991.31	-7229.42	360803.9306	9985985.367
	UPERT_CICLO1	9991.23	7952.46	-7190.57	360802.5245	9985978.341
	UPERT_CICLO2	9980.74	7943.56	-7181.67	360802.1865	9985976.682
	UPERT_CICLO3	9966.61	7931.58	-7169.69	360801.731	9985974.446
	UPR_T_SS	9955.27	7921.96	-7160.07	360801.3653	9985972.652
	UT_TRANS	10009.3	7967.79	-7205.9	360803.0997	9985981.178
MARIANN_28	LWR_T_SS	8541.91	7937.42	-7175.53	360777.8296	9983705.643
	UPERT_CICLO1	8528.16	7924.07	-7162.18	360777.3247	9983706.509
	UPERT_CICLO2	8516.83	7913.07	-7151.18	360776.9084	9983707.224
	UPERT_CICLO3	8505.74	7902.29	-7140.4	360776.5009	9983707.924
	UPR_T_SS	8493.86	7890.76	-7128.87	360776.0646	9983708.673
	UT_TRANS	8535.88	7931.56	-7169.67	360777.6081	9983706.023
MARIANN_29	LWR_T_SS	9282.41	7978.2	-7216.31	360981.8831	9983358.702
	UPERT_CICLO1	9239.78	7938.65	-7176.76	360978.8307	9983362.467
	UPERT_CICLO2	9232.02	7931.53	-7169.64	360978.2699	9983363.221
	UPERT_CICLO3	9218.19	7918.84	-7156.95	360977.2697	9983364.566
	UPR_T_SS	9205.18	7906.91	-7145.02	360976.3298	9983365.831
	UT_TRANS	9254.08	7951.87	-7189.98	360979.8572	9983361.169
MARIANN_30	LWR_T_SS	9189.9	7976.25	-7208.51	361098.5244	9982941.606
	UPERT_CICLO1	9158.42	7948.4	-7180.66	361098.3797	9982937.14
	UPERT_CICLO2	9149.95	7940.9	-7173.16	361098.3408	9982935.938
	UPERT_CICLO3	9133.55	7926.39	-7158.65	361098.2655	9982933.611



	UPR_T_SS	9120.52	7914.86	-7147.12	361098.2056	9982931.762
	UT_TRANS	9164.24	7953.55	-7185.81	361098.4065	9982937.965
MARIANN_31	LWR_T_SS	8922.19	7993.13	-7225.39	361162.0175	9982482.568
	UPERT_CICLO1	8898.17	7976.75	-7209.01	361161.758	9982477.217
	UPERT_CICLO2	8875.17	7961.07	-7193.33	361161.5097	9982472.095
	UPERT_CICLO3	8850.8	7944.45	-7176.71	361161.2466	9982466.668
	UPR_T_SS	8830.32	7930.49	-7162.75	361161.0254	9982462.106
	UT_TRANS	8906.41	7982.36	-7214.62	361161.847	9982479.051
MARIANN_32	LWR_T_SS	8194.24	7986.47	-7224.58	360675.5306	9984442.01
	UPERT_CICLO1	8158.89	7951.12	-7189.23	360675.64	9984442.179
	UPERT_CICLO2	8147.42	7939.66	-7177.77	360675.6756	9984442.234
	UPERT_CICLO3	8136.88	7929.12	-7167.23	360675.7082	9984442.284
	UPR_T_SS	8126	7918.25	-7156.36	360675.7418	9984442.336
	UT_TRANS	8172.7	7964.93	-7203.04	360675.5973	9984442.113
MARIANN_33	LWR_T_SS	8180.93	8007.73	-7245.84	360480.2239	9984718.154
	UPERT_CICLO1	8141.54	7968.35	-7206.46	360480.307	9984718.455
	UPERT_CICLO2	8129.83	7956.65	-7194.76	360480.3317	9984718.545
	UPERT_CICLO3	8114.14	7940.96	-7179.07	360480.3611	9984718.65
	UPR_T_SS	8104.7	7931.52	-7169.63	360480.3759	9984718.703
	UT_TRANS	8158.4	7985.21	-7223.32	360480.2714	9984718.326
MARIANN_34	LWR_T_SS	8990.2	7975.43	-7213.54	361105.3078	9983641.768
	UPERT_CICLO1	8966.39	7954.14	-7192.25	361103.2877	9983644.305
	UPERT_CICLO2	8951.33	7940.67	-7178.78	361102.0145	9983645.92
	UPERT_CICLO3	8937.33	7928.16	-7166.27	361100.8318	9983647.421
	UPR_T_SS	8927.29	7919.18	-7157.29	361099.9832	9983648.498
	UT_TRANS	8976.03	7962.76	-7200.87	361104.1047	9983643.275
MARIANN_35	LWR_T_SS	8431.45	7958.62	-7196.35	360781.8864	9982101.784
	UPERT_CICLO1	8415.23	7943.87	-7181.6	360783.1613	9982100.177
	UPERT_CICLO2	8401.53	7931.41	-7169.14	360784.2385	9982098.818

	UPERT_CICLO3	8384.14	7915.59	-7153.32	360785.6059	9982097.094
	UPR_T_SS	8373.91	7906.29	-7144.02	360786.4102	9982096.08
	UT_TRANS	8425.82	7953.51	-7191.24	360782.3284	9982101.227
MARIANN_36	LWR_T_SS	9036.99	7985.27	-7223	360484.8417	9982624.195
	UPERT_CICLO1	9000.22	7951.71	-7189.44	360486.9577	9982620.133
	UPERT_CICLO2	8989.96	7942.35	-7180.08	360487.5481	9982619
	UPERT_CICLO3	8972.23	7926.19	-7163.92	360488.5931	9982617.032
	UPR_T_SS	8957.19	7912.5	-7150.23	360489.487	9982615.361
	UT_TRANS	9014.84	7965.06	-7202.79	360486.1164	9982621.748
MARIANN_37	LWR_T_SS	8591.78	7916.88	-7154.99	360451.0966	9983549.71
	UPERT_CICLO1	8573.36	7898.97	-7137.08	360450.8983	9983551.011
	UPERT_CICLO2	8560.36	7886.34	-7124.45	360450.7584	9983551.929
	UPERT_CICLO3	8550.01	7876.27	-7114.38	360450.6469	9983552.659
	UPR_T_SS	8539.77	7866.32	-7104.43	360450.5367	9983553.382
	UT_TRANS	8582.99	7908.33	-7146.44	360451.002	9983550.331
MARIANN_39	LWR_T_SS	8422.3	7986.66	-7224.38	360662.3097	9981806.99
	UPERT_CICLO1	8398.96	7965.33	-7203.05	360665.0359	9981806.036
	UPERT_CICLO2	8382.41	7950.21	-7187.93	360666.9686	9981805.359
	UPERT_CICLO3	8366.66	7935.82	-7173.54	360668.8078	9981804.715
	UPR_T_SS	8352.91	7923.3	-7161.02	360670.4463	9981804.144
	UT_TRANS	8403.3	7969.3	-7207.02	360664.5283	9981806.213
SAN_JOSE_01	LWR_T_SS	10457.4	8653.35	-7865.4	351460.1258	9980831.599
	UPERT_CICLO1	10451.1	8648.29	-7860.34	351458.9852	9980831.538
	UPERT_CICLO2	10437.8	8637.6	-7849.65	351456.5774	9980831.41
	UPERT_CICLO3	10425.1	8627.39	-7839.44	351454.2782	9980831.287
	UPR_T_SS	10396.6	8604.6	-7816.65	351449.0708	9980831.001

**Tabla 4.** Topes y bases del reservorio “T” Superior dentro del campo Mariann

(Interpretado por Jenny Granja)

### 4.1.3 CORRELACIONES ESTRATIGRÁFICAS

Para cubrir toda el área de estudio se realizaron nueve correlaciones estratigráficas entre los 32 pozos tomados que cruzan la arenisca “T” superior, en dirección N-S y W-E, tratando de tener una idea espacial de cómo se encuentran las arenas.

Las correlaciones son efectuadas considerando como datum UPRT\_T\_ZONE. Los pozos estudiados son los siguientes:

**POZOS DE ESTUDIO QUE CRUZAN LA ARENISCA “T” SUPERIOR**

#	WELL	#	WELL
1	MARIANN_01	17	MARIANN_22
2	MARIANN_02	18	MARIANN_23
3	MARIANN_03	19	MARIANN_24
4	MARIANN_05	20	MARIANN_25
5	MARIANN_06	21	MARIANN_27
6	MARIANN_07	22	MARIANN_28
7	MARIANN_08	23	MARIANN_29
8	MARIANN_09	24	MARIANN_30
9	MARIANN_10	25	MARIANN_31
10	MARIANN_12	26	MARIANN_32
11	MARIANN 15 (TARAPUY_01)	27	MARIANN_33
12	MARIANN 16 (ANDES_01_ST)	28	MARIANN_34
13	MARIANN_17	29	MARIANN_35
14	MARIANN_18	30	MARIANN_36
15	MARIANN_19	31	MARIANN_37
16	MARIANN_21	32	MARIANN_39

***TABLA 5. Pozos del campo Mariann considerados para el estudio.***

*(Fuente: Información proporcionada por Andes Petroleum)*

#### **4.1.3.1 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 1 (SW-NE)**

Esta correlación comprende los pozos Mariann 36, Mariann 24, y Mariann 30 que tienen una dirección SW a NE. (*Ver Anexo G.*)

Se han picado los registros con los topes que se menciono anteriormente UT\_TRANS, UPRT\_SS\_CICLO1, UPRT\_SS\_CICLO2, UPRT\_SS\_CICLO3, y el tope de la arenisca que es el UPR\_T\_SS, delimitando de esta manera toda la zona y dividiéndolo en cuatro tiempos, se observa claramente que la zona de transición difiere en espesor con los demás ciclos que mantienen un espesor similar.

En la misma zona de transición debido a que es bastante complicada de interpretar, se colocó una división o paleorelieve para así poder separar el aporte marino y el aporte fluvial, dando así un perfil bastante pronunciado, indicando que es una zona un tanto más elevada hacia el Este.

#### **4.1.3.2 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 2 (S-N)**

Esta correlación comprende los pozos Mariann 02, Mariann 35, Mariann 01, Mariann 24, Mariann 06, Mariann 12, Mariann 03, Mariann 23, con dirección S a N. (*Ver Anexo H.*)

De la misma manera se tienen espesores similares entre los ciclos delimitados por los topes UPRT\_SS\_CICLO1, a UPRT\_SS\_CICLO2, y entre UPRT\_SS\_CICLO3, y el tope de la arenisca que es el UPR\_T\_SS.

Lo que difiere es en la zona de transición que tiene un paleorelieve más curvado lo que puede dar a entender cómo se fue depositando y las formas que fueron adoptando las arenas.

#### **4.1.3.3 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 3 (SE-NW)**

Esta correlación comprende los pozos Mariann 19, Mariann 17, Mariann 18, Mariann 21, que tienen una dirección SW a NE. (*Ver Anexo I.*)

Igualmente los espesores se mantienen constantes en los tres últimos ciclos y en la zona de transición se observa un paleorelieve un tanto elevado hacia el SW.

#### **4.1.3.4 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 4 (SW-NE)**

Esta correlación comprende los pozos Mariann 07, Mariann 08, Mariann 12, Mariann 03, Mariann 28, Mariann 34, que tienen una dirección SW a NE. (*Ver Anexo J.*)

Este corte casi perpendicular a la dirección N-S indica claramente que en la zona de transición hacia el W se tiene mayor profundidad y más elevado hacia el E, con surcos o pequeñas elevaciones en la parte media, habiendo así depositado sedimentos fluviales y marinos al mismo tiempo.

#### **4.1.3.5 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 5 (E-W)**

Esta correlación comprende los pozos Andes\_01\_ST, Tarapuy\_01, Mariann 10, Mariann 09, Mariann 02, que tienen una dirección SW a NE. (*Ver Anexo K.*)

Se puede ver claramente en la zona de transición la inclinación hacia el W y la parte alta en el Este. En los demás ciclos se mantiene un espesor similar.

#### **4.1.3.6 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 6 (SW-NE)**

Esta correlación comprende los pozos Mariann 09, Mariann 39, Mariann 25, Mariann 01, Mariann 24, Mariann 29, Mariann 28, Mariann 32, Mariann 33, Mariann 27, que tienen una dirección SW a NE. (*Ver Anexo L.*)

Los espesores son casi iguales en el ciclo 1, ciclo 2 y ciclo 3. Mientras tanto en la zona de transición se ve un paleorelieve un tanto sinuoso con pequeñas elevaciones lo que indica la forma del depósito y que hubo aporte de sedimentos tanto marinos como fluviales dentro de un mismo tiempo.

#### **4.1.3.7 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 7 (NE-SW)**

Esta correlación comprende los pozos Mariann 27, Mariann 33, Mariann 32, Mariann 05, Mariann 22, Mariann 03, que tienen una dirección NE a SW. (*Ver Anexo M.*)

Se observa en la zona de transición un paleorelieve un tanto equitativo sin muchos relieves. De la misma manera los tres últimos ciclos se mantienen con un espesor similar.

#### **4.1.3.8 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 8 (SW-NE)**

Esta correlación comprende los pozos Mariann 01, Mariann 35, Mariann 39, Mariann 09, Mariann 10, que tienen una dirección SW a NE. (*Ver Anexo N.*)

Se tiene un espesor similar en los últimos ciclos y en la zona de transición se tiene un paleorelieve que indica que hubo bastante aporte de sedimentos marinos y fluviales al mismo tiempo por la forma que toma de la curva.

#### **4.1.3.9 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 9 (S-N)**

Esta correlación comprende los pozos Mariann 31, Mariann 30, Mariann 29, Mariann 34, que tienen una dirección SW a NE. (*Ver Anexo O.*)

De la misma manera los espesores son similares en los últimos tres ciclos y en la zona de transición el paleorelieve tiene pequeñas elevaciones.

### **4.1.4 MAPA ESTRUCTURAL**

Los mapas estructurales fueron proporcionados por la empresa sin embargo se realizó la interpretación de cuatro mapas a profundidad, uno por cada tope: al tope con la zona de transición, al tope con el ciclo 1, al tope con el ciclo 2, al tope con el ciclo 3 y al tope con el límite de la arenisca “T” Superior.

Todos estos mapas se encuentran a escala 1:25000, los cuales se detallan a continuación:

#### **4.1.4.1 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ZONA DE TRANSICIÓN**

Se observa un tren estructural formado por tres estructuras bien marcadas en la parte norte, en la parte central y al sur del mapa. Todas estas estructuras forman anticlinales. La de la parte Norte con eje en dirección NW tiene un cierre estructural a -7210ft y los pozos Mariann\_23, Mariann\_27, Mariann\_18 y Mariann\_21 rodean la estructura.

La estructura central con unos 2.5Km de largo y 900m de ancho tiene dos altos estructurales y un cierre estructural a -7200ft.

En la parte sur se encuentra una estructura con eje en dirección NW-SE de 1Km de largo y 500m de ancho. (*Ver Mapa 00*)

#### **4.1.4.2 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DEL CICLO 1**

Este mapa muestra tres estructuras en cadena que guardan la misma tendencia. La estructura en la parte norte forma un anticlinal con eje en dirección N-S, de 1Km de largo y 750m de ancho aproximadamente, con un cierre estructural a -7200ft. El pozo Mariann\_21 se encuentra perforado al flanco sur dentro de la estructura y los pozos Mariann\_23 al Oeste, Mariann\_27 al Sur, y Mariann\_18 al Este que se encuentran rodeando la estructura (*Ver Mapa 1*).

La segunda estructura ubicada en la parte central de 2.25Km de largo y 1Km de ancho aproximadamente, tiene forma de anticlinal alargado con dos altos estructurales, y su eje se encuentra en dirección NW-SE y con un cierre estructural a -7190ft, que abarcan los pozos Mariann\_32, Mariann\_05, Mariann\_22, Mariann\_03, Mariann\_28, Mariann\_34, Mariann\_08, Mariann\_37, Mariann\_12, Mariann\_29, Mariann\_07, Mariann\_06, Mariann\_25, Mariann\_24, Mariann\_30, Mariann\_36, Mariann\_01.

La tercera estructura localizada en la parte sur del mapa tiene forma de anticlinal alargado con eje casi NW-SE, de 1Km de largo y 500m de ancho, y un cierre estructural a -7205ft, los pozos perforados dentro de la estructura son el Mariann\_35, Mariann\_39 y el Mariann\_09 que se encuentra rodeando la estructura a la parte sur.

#### **4.1.4.3 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DEL CICLO 2**

Este mapa muestra un anticlinal en la parte norte con un eje en dirección N-S y cierre estructural a -7200ft, otra estructura en la parte central en forma de sinclinal alargado tiene dos altos preferenciales con una misma tendencia, un eje en dirección NW-SE y el cierre estructural a -7190ft. El anticlinal ubicado en la parte sur del mapa tiene un eje NE-SE y un cierre estructural a -7190ft. Todas las estructuras no varían mucho sus dimensiones (*Ver Mapa 2*).

Los pozos Mariann\_15 (Tarapuy\_01) y Mariann\_16 (Andes\_01\_ST1) se encuentran localizados en la parte S-E del mapa en los flancos de otro alto estructural.

#### **4.1.4.4 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DEL CICLO 3**

El mapa muestra tres estructuras principalmente en forma de anticlinal. La estructura al norte del mapa de un 1Km de largo por 800m de ancho y cierre estructural a -7195ft, la estructura central es la más grande con 2Km de largo y 1.2Km de ancho con cierre estructural a -7175ft y la estructura al sur con eje NW-SE de 1Km de largo y 500m de ancho aproximadamente con cierre estructural a -7175ft. Todas tienen una tendencia similar (*Ver Mapa 3*).

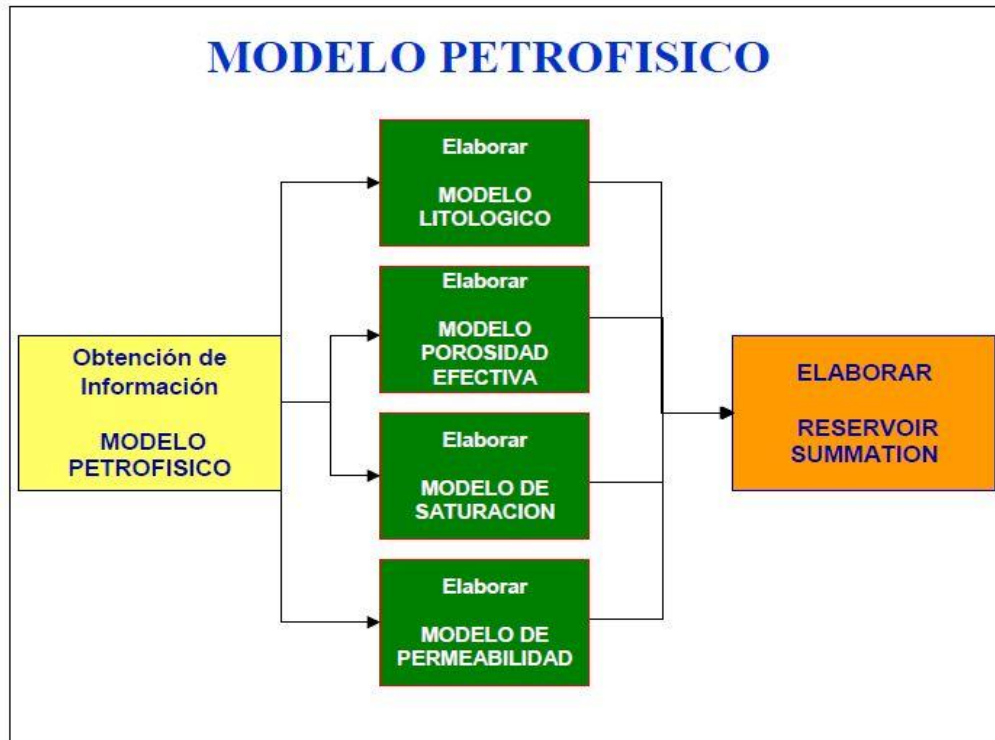
#### **4.1.4.5 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE UPPER T**

Este mapa mantiene las mismas características de los anteriores. El primer anticlinal ubicado al norte del mapa con eje en dirección N-S tiene el cierre estructural a -7175ft, la estructura central con dos altos estructurales tiene el cierre estructural a -7155ft, y la estructura al sur con dirección NW-SE tiene el cierre estructural a -7155ft (*Ver Mapa 4*).

### **4.2 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS**

Como se mencionó originalmente, este trabajo está basado en la petrofísica realizada en la tesis de Atahualpa G., motivo por el cual con los datos adquiridos se procedió a la integración de toda la información de núcleos, perfiles, geología y producción para generar el modelo petrofísico en Petrel.



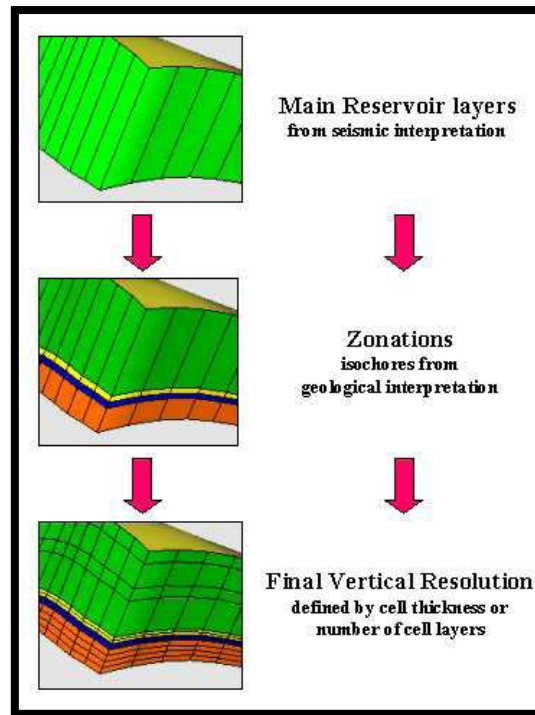


**Figura 14.** Esquema de construcción de un Modelo Petrofísico

*(Fuente: tomado de internet sin autor)*

Primeramente para la realización del modelo petrofísico hay que realizar un análisis cuidadoso de la data, determinando tendencias, correlaciones entre las propiedades, y la litología para poder efectuar el modelamiento de los mapas de isoporosidad, mapas de saturación de agua. *Ver figura 14.*

En el programa modelador Petrel se importaron todos los datos petrofísicos de los pozos, las correlaciones realizadas con el programa Geographix, y se realizó la zonación del reservorio es decir se limita al reservorio. *Ver figura15.*



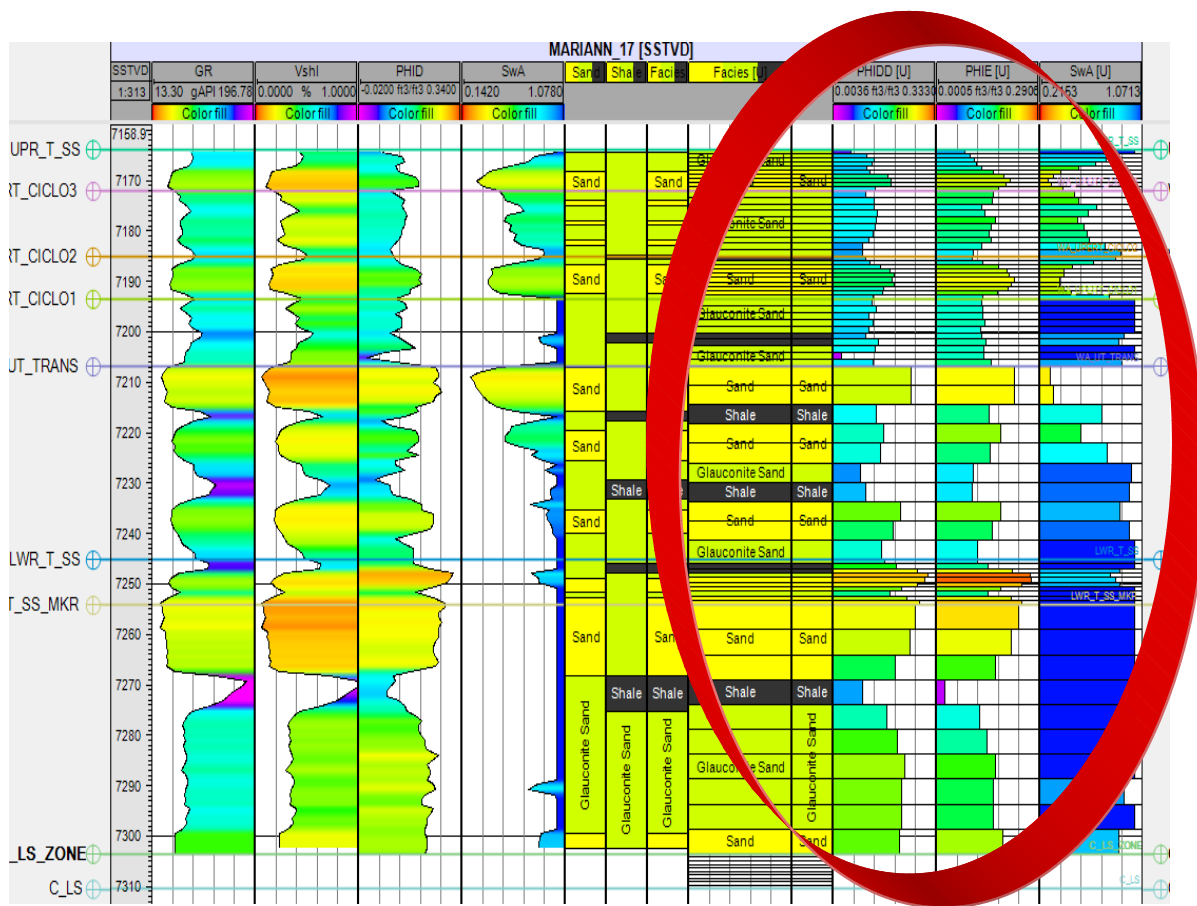
**Figura 15. Proceso de Zonación**

*(Fuente: Tesis Modelo Estático de la Arenisca “U” inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari, elaborado por Morillo Dolores y Valencia Edison)*

Una vez limitado y definidos los topes del reservorio se procedió con el escalado de los registros de pozos como la porosidad, SWA, que consiste en dividir una zona o en este caso los cuatro ciclos que se tiene.

Dentro de los registros de pozos se han dividido en diez cada ciclo y se asignará el valor del registro de pozo a la celda que esta intersecada por el mismo.

Los valores de los registros serán promediados o escalados por el programa y seguidamente asignados a cada celda poblándose así la malla tridimensional.

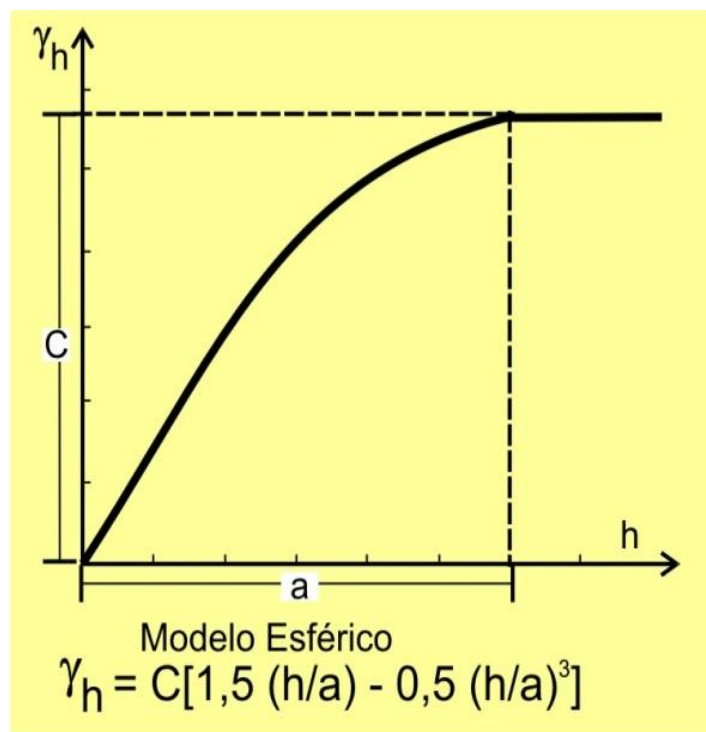


**Figura 16.** Escalado de registros de pozo

(Fuente: Datos generados en Petrel)

Una vez realizado el escalado se debe analizar la información por cada mapa que se vaya a realizar, sin mezclar los datos estadísticos, se procede a realizar un control de calidad examinando los histogramas, atando todos los parámetros petrofísicos y ajustando los variogramas.

El variograma permite analizar el comportamiento espacial de una propiedad o variable sobre una determinada zona, y mide la varianza en una distancia, describiendo la diferencia entre los puntos dados en función de los datos de la distancia, motivo por el cual es una herramienta importante para realizar el modelamiento. Ver figura 17.



**Figura 17.** Modelo de variograma de tipo esférico

(Fuente: tomado de internet)

[http://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=variograma&source=web&cd=10&cad=rja&ved=0CFkQFjAJ&url=http%3A%2F%2Fwww.fcnym.unlp.edu.ar%2Fcatredras%2Fgeoeconomica%2Fteoricos%2Fteorico9.ppt&ei=b53tUcjGBoqS9gTT3YC4AQ&usg=AFQjCNFTJFf5daF9I30JtTYhIZtJm\\_hc7A&bvm=bv.49478099,d.eWU](http://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=variograma&source=web&cd=10&cad=rja&ved=0CFkQFjAJ&url=http%3A%2F%2Fwww.fcnym.unlp.edu.ar%2Fcatredras%2Fgeoeconomica%2Fteoricos%2Fteorico9.ppt&ei=b53tUcjGBoqS9gTT3YC4AQ&usg=AFQjCNFTJFf5daF9I30JtTYhIZtJm_hc7A&bvm=bv.49478099,d.eWU)

Todos estos ajustes se los realiza en el Data Análisis por cada uno de los modelos que se vayan a generar.

#### 4.2.1 MAPAS DE ISOPOROSIDAD

Para la generación de los mapas de isoporosidad se trabajó con la porosidad de densidad que se calculó a partir del registro de densidad, y se realizó mapas por cada ciclo, pero también se hizo un mapa en 3D de toda la secuencia. Todos estos mapas se encuentran a escala 1:25000.

La porosidad está ligada a las facies y a la saturación de agua.

La distribución se la realizó por el método de Gaussian Random: Sequential indicator simulation, y se utilizó el modelo de variograma de tipo esférico. (*Ver figura 18*)

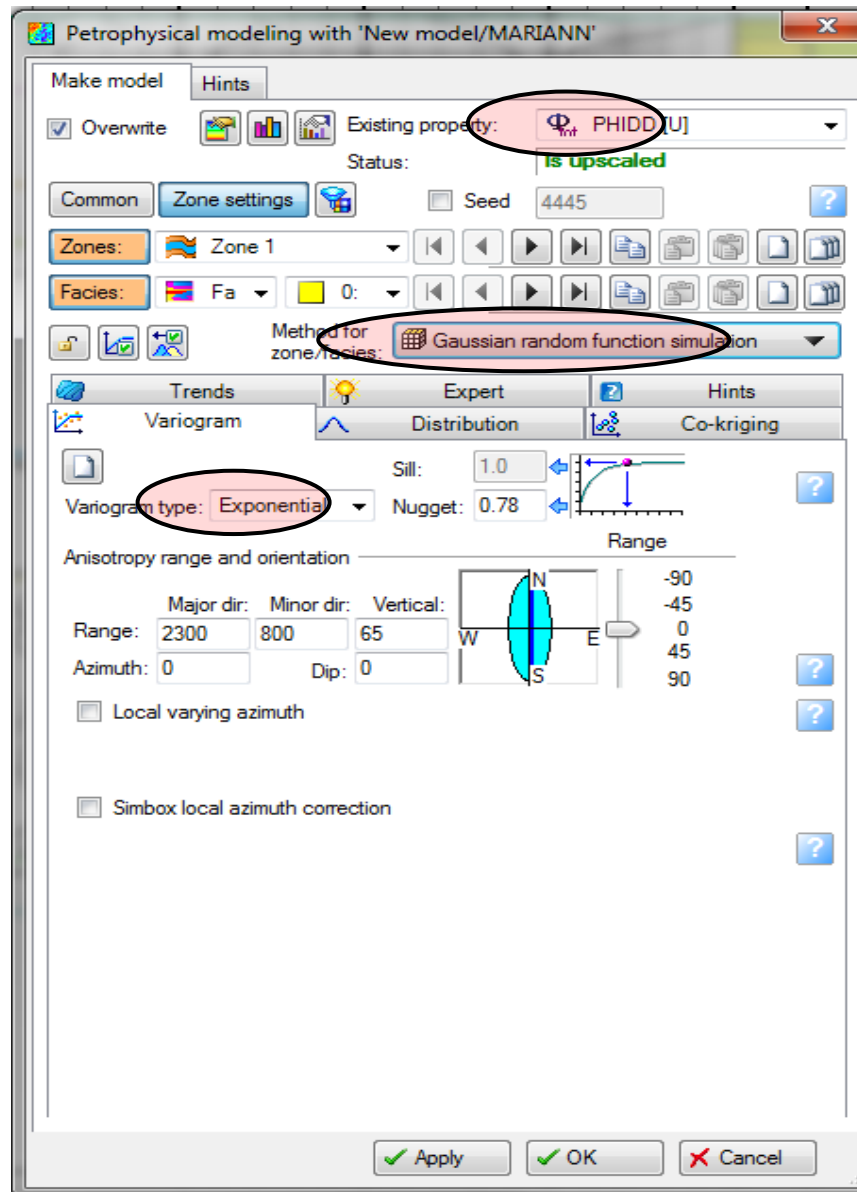
Seguidamente se analiza los histogramas para obtener un panorama general de la distribución de la población respecto a las características cuantitativas permitiendo observar una preferencia, o tendencia, por parte de la muestra o población.

También con los histogramas se puede evidenciar comportamientos, observar el grado de homogeneidad, acuerdo o concisión entre los valores de todas las partes que componen la población, o, en contraposición, poder observar el grado de variabilidad, y por ende, la dispersión de todos los valores que toman las partes, también es posible no evidenciar ninguna tendencia y obtener que cada miembro de la población toma por su lado y adquiere un valor de la característica aleatoriamente sin mostrar ninguna preferencia o tendencia, entre otras cosas.<sup>5</sup>

---

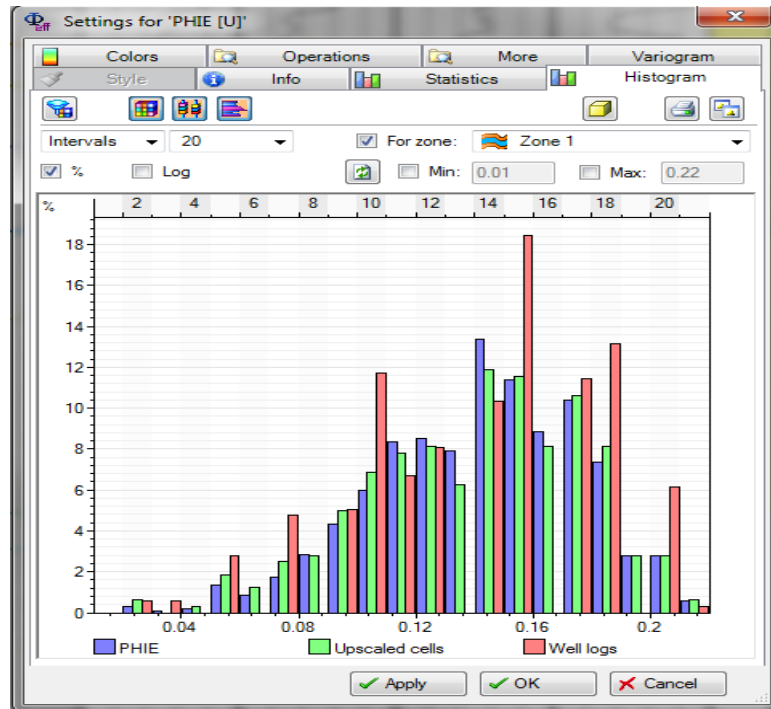
5

BDIRECCIÓN GENERAL DE EXPLORACIÓN, R. Y. (Nov 2005). *Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos*. Venezuela.



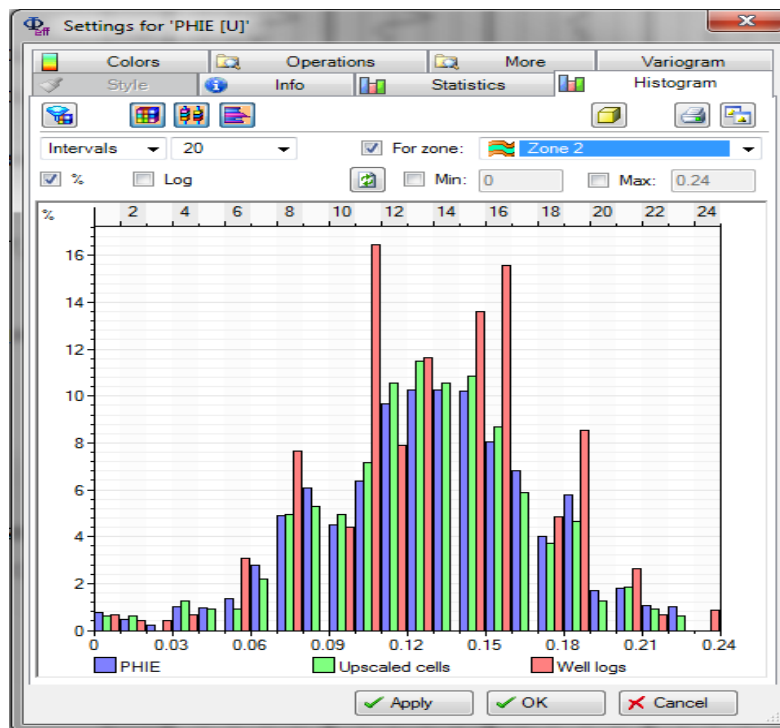
**Figura 18.** Parámetros ingresados en petrel para el modelamiento en 3D y 2D del mapa de isoporosidades. (Fuente tomado de Petrel)

Los histogramas muestran una mínima variación de la porosidad entre la lectura del escalado, la lectura de los registros, y la distribución en 3D lo que significa que se tiene un buen match, y mantiene una tendencia preferencial. Ver figura 19 y 20.



**Figura 19.** Histograma de porosidad del Upper Shoreface.

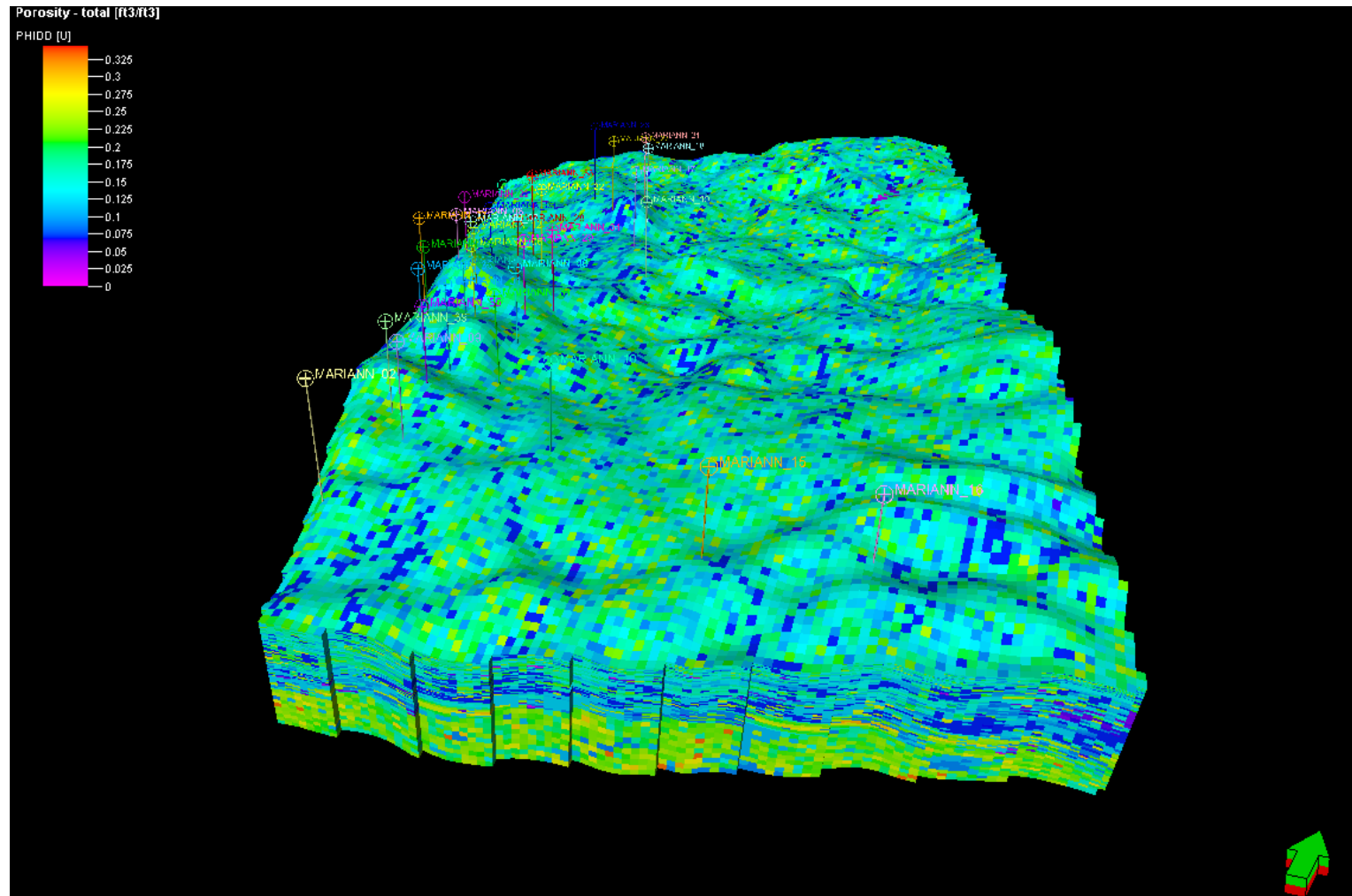
(Fuente tomado de Petrel)



**Figura 20.** Histograma de porosidad del Middle Shoreface

(Fuente tomado de Petrel)

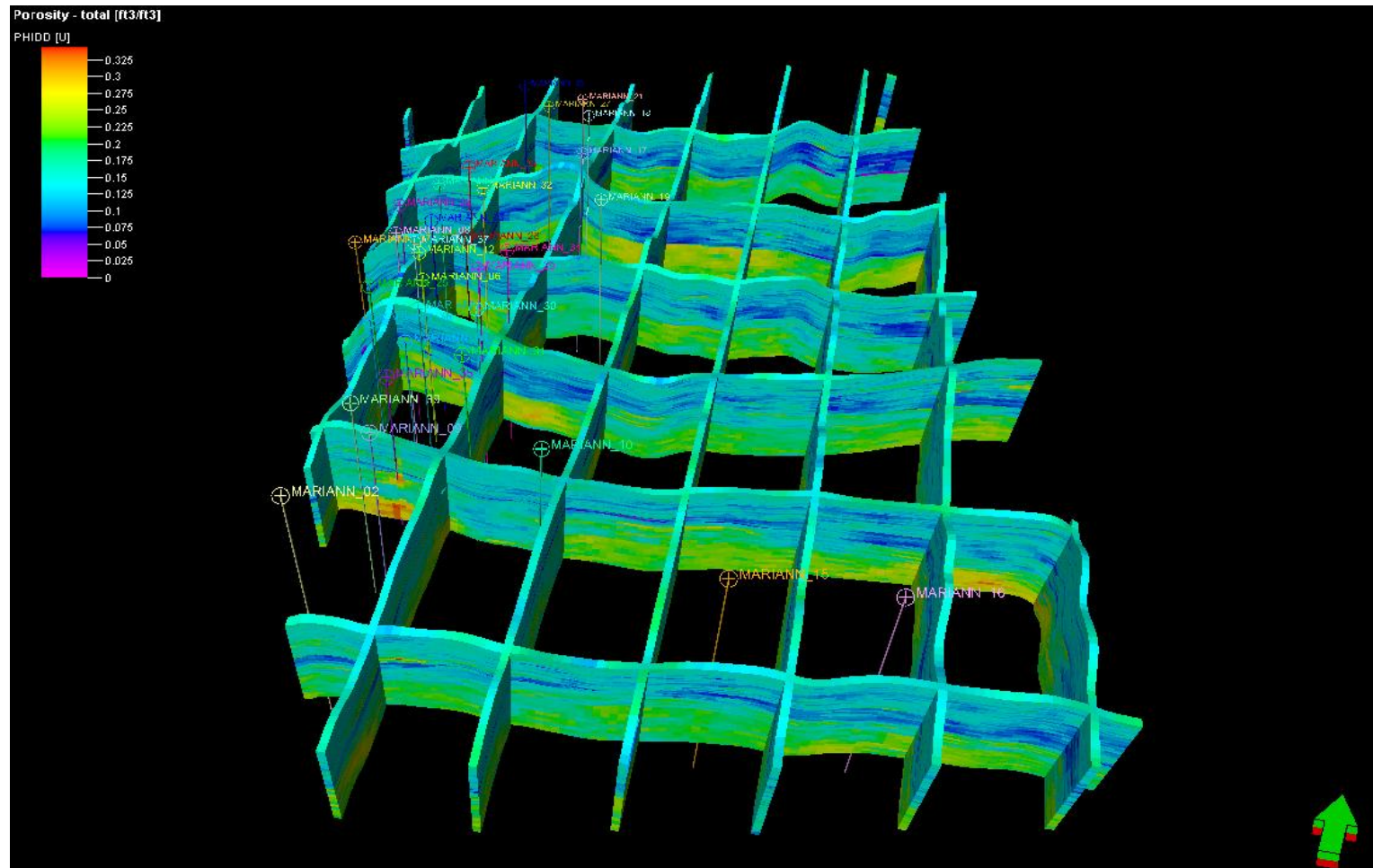
## MAPA DE ISOPOROSIDADES



*MAPA 5. Modelo de Isoporosidades en 3D de todo el reservorio.*



## SECCIONES VERTICALES DE ISOPOROSIDADES



MAPA 6. Secciones Verticales de Isoporosidades en 3D de todo el reservorio.

#### **4.2.1.1 MAPA DE ISOPOROSIDAD (ZONA DE TRANSICIÓN)**

En esta zona se puede apreciar que la porosidad es un tanto mayor en ciertos sectores del mapa, siguiendo el lineamiento que va acorde con el mapa estructural (*Ver Mapa 7*).

#### **4.2.1.2 MAPA DE ISOPOROSIDAD (LOWER SHOREFACE)**

Se puede observar que la porosidad aumenta en la parte N-W y S-W del mapa con valores que van desde 0.25 a 0.30 y se corrobora con la estructura que tiene el modelo (*Ver Mapa 8*).

En la parte E de esta zona la porosidad se mantiene un tanto baja.

#### **4.2.1.3 MAPA DE ISOPOROSIDAD (MIDDLE SHOREFACE)**

Aquí se observa que la porosidad sigue aumentando en casi todo el mapa.

Se aprecia que la porosidad aumenta en la parte central, al Este, al N-W y al S-W del mapa. Por lo cual se puede decir que no solo tiene un control estructural sino también estratigráfico (*Ver Mapa 9*).

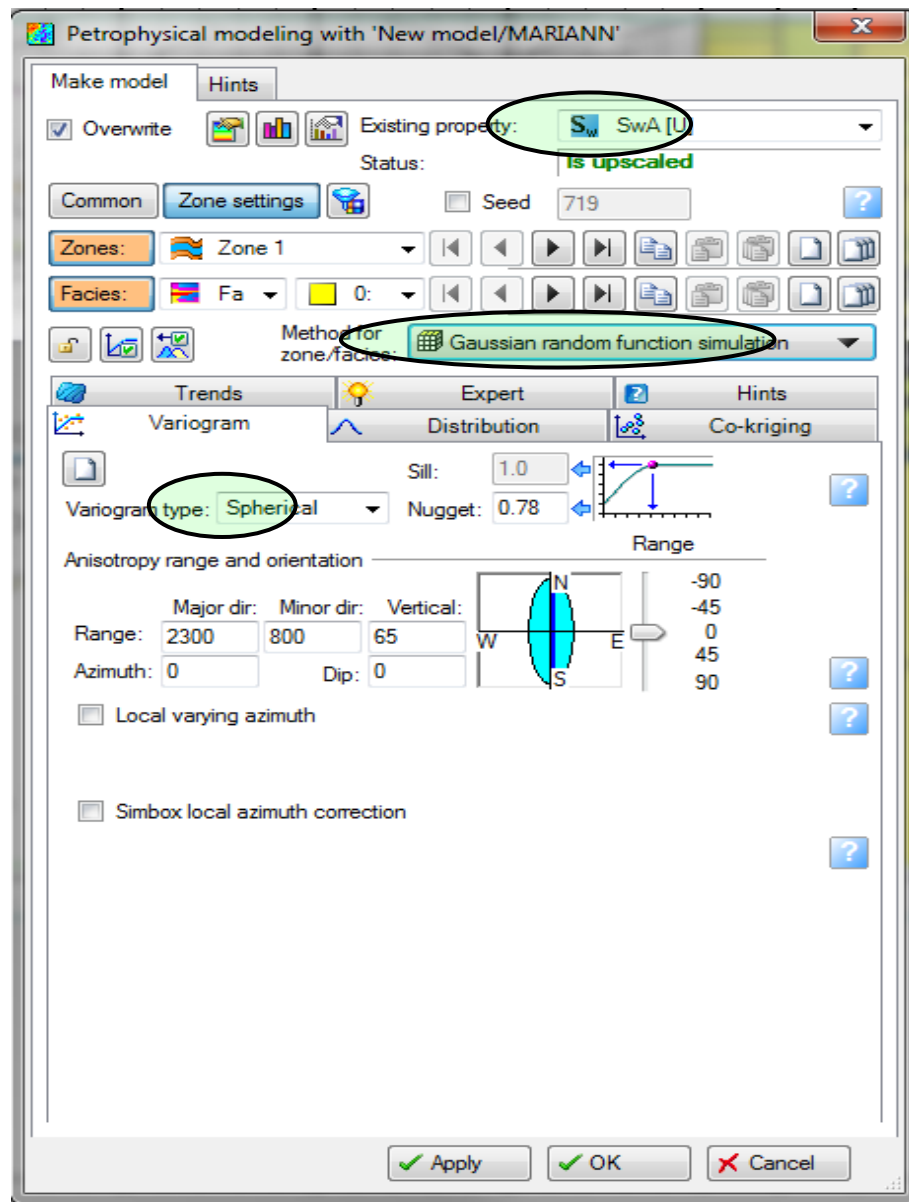
#### **4.2.1.4 MAPA DE ISOPOROSIDAD (UPPER SHOREFACE)**

En esta zona la porosidad es alta y un tanto homogénea en todo el mapa, lo que indica buenas características petrofísicas (*Ver Mapa 10*).

### **4.2.2 MAPAS DE SATURACIÓN DE AGUA**

En estos mapas se invirtió la paleta de colores dando valores de SWA mayores en color azul y menor SWA en colores más fuertes de amarillos a rojos indicando donde hay mayor saturación de petróleo. Se realizaron cuatro mapas uno por cada zona y un mapa en 3D de toda la secuencia.

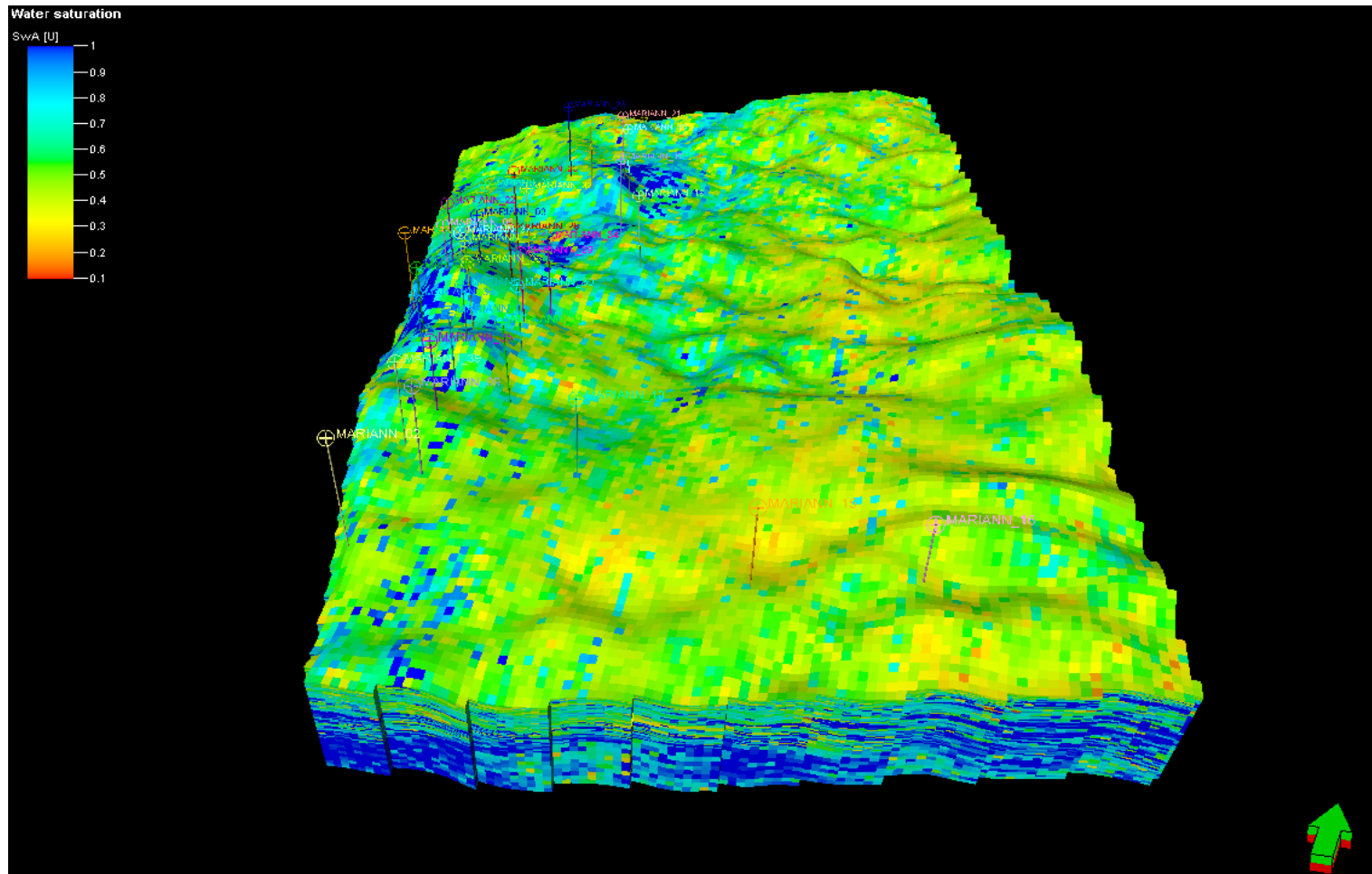
Se procedió de la misma manera, se hizo la distribución (*Ver figura 21*) y se realizó el control de calidad, se ajustaron los variogramas para cada ciclo.



**Figura 21.** Parámetros ingresados en el Petrel para el modelamiento en 3D y 2D del mapa de SWA.

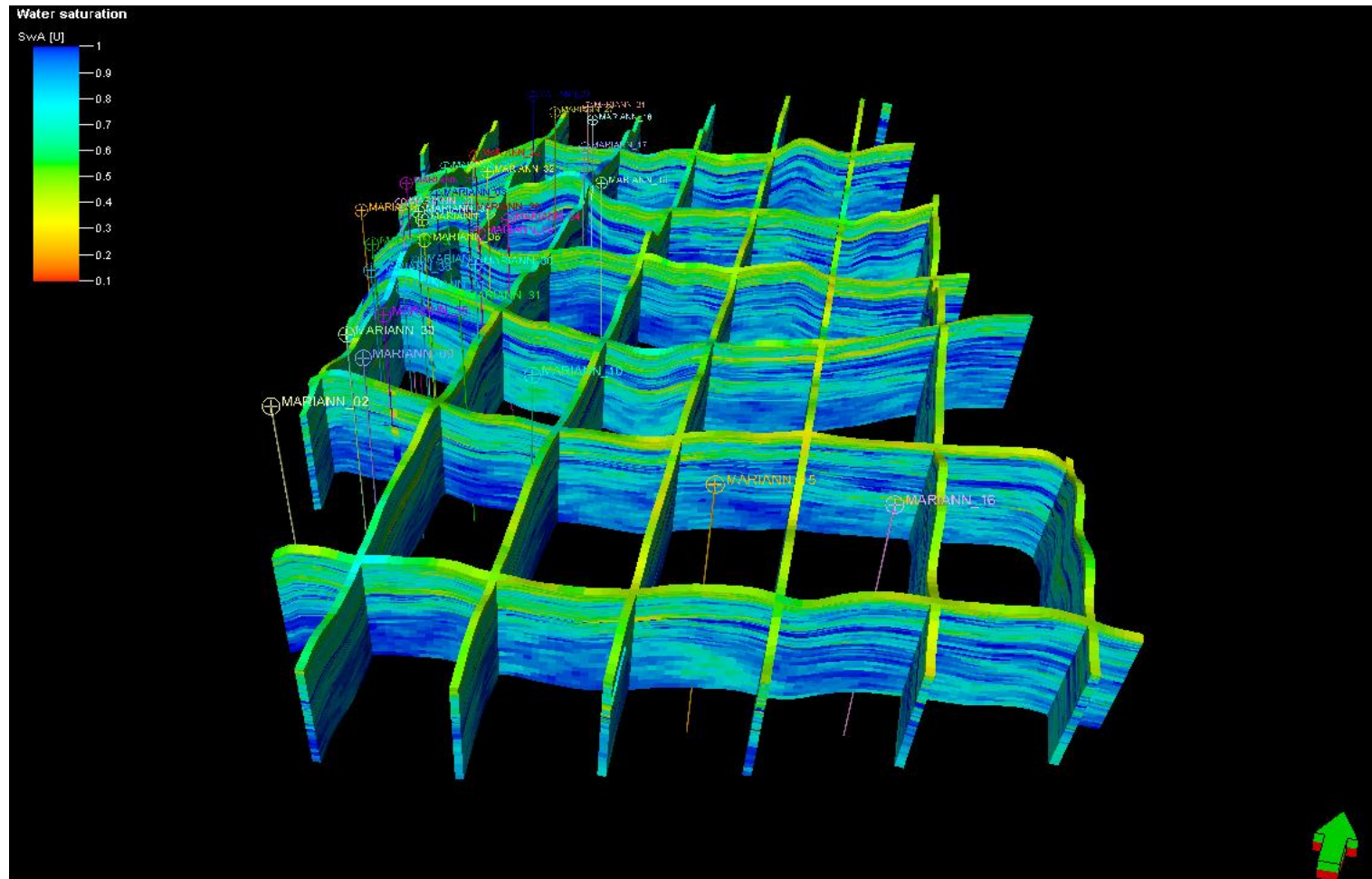
(Fuente imagen tomada de petrel)

## MAPA DE SATURACION DE SW



*MAPA 11. Modelo 3D de saturación de agua de todo el reservorio.*

## SECCIONES VERTICALES DE SATURACIÓN DE SW



MAPA 12. Secciones Verticales de saturación de agua en 3D de todo el reservorio.

#### **4.2.2.1 MAPA DE SW (ZONA DE TRANSICIÓN)**

Todo el mapa tiene porosidades bajas entre 0.1 y 0.4, el sector con mayor saturación de agua sería la parte S-W del mapa que tiene un valor de aproximado de 0.7 lo cual junto con el mapa de porosidad y estructural ratifica que en ese sector hay probabilidad de existir petróleo (*Ver Mapa 13*).

#### **4.2.2.2 MAPA DE SW (LOWER SHOREFACE)**

Aquí se aprecia menor saturación de agua en la parte W del mapa que coincide con la tendencia y la estructura que se generó en el mapa estructural (*Ver Mapa 14*).

#### **4.2.2.3 MAPA DE SW (MIDDLE SHOREFACE)**

Existe un mayor contenido de agua en la parte norte del mapa y al sur los valores de saturación de agua son menores, significando así que en la parte sur puede existir una mayor saturación de petróleo (*Ver Mapa 15*).

#### **4.2.2.4 MAPA DE SW (UPPER SHOREFACE)**

La saturación de agua está en su gran mayoría en toda la parte este del mapa, y con menor cantidad de agua en la parte S-W dejando probabilidad de petróleo en esa zona (*Ver Mapa 16*).

#### **4.2.3 MAPAS DE ESPESORES**

Los mayores espesores se localizan en la parte S-W y W del mapa corroborando con el mapa estructural que indican zonas altas de un anticlinal y junto con los mapas de porosidad y saturación de agua es el sector con mejores propiedades petrofísicas y mayor probabilidad de haber petróleo.

#### **4.2.3.1 MAPA DE ESPESOR NETO (ZONA DE TRANSICIÓN)**

Se tiene un cuerpo de pequeñas dimensiones con mayor espesor de 15ft localizado al NW del mapa y unas acumulaciones considerables de 10ft al SE, y los espesores menores de arena se encuentran hacia el norte y sur del mapa (*Ver Mapa 17*).

#### **4.2.3.2 MAPA DE ESPESOR NETO (LOWER SHOREFACE)**

Se observa una mayor depositación de arena entre 17 y 20ft de espesor en la parte sur del mapa y va decreciendo hacia el norte hasta unos 5ft. Cotejando con los mapas anteriores indica que la parte sur de este ciclo tiene un mejor desarrollo de arena con posibilidades petrolíferas (*Ver Mapa 18*).

#### **4.2.3.3 MAPA DE ESPESOR NETO (MIDDLE SHOREFACE)**

Existe una mayor depositación de arena al N-W del mapa con espesores que van de 15-20ft y disminuyen hacia el E y SE. Se puede observar también en la parte SW que los espesores son mayores y que están entre los 15ft de espesor. De la misma manera con toda la información obtenida anteriormente en la parte SW se tiene mayor probabilidad de existir petróleo (*Ver Mapa 19*).

#### **4.2.3.4 MAPA DE ESPESOR NETO (UPPER SHOREFACE)**

Los mayores espesores se concentran en la parte SE y W del mapa, y al norte se tiene solo una parte pequeña con un espesor moderadamente grande entre unos 15ft (*Ver Mapa 20*).

#### **4.2.4 MAPAS NETOS SATURADOS DE PETRÓLEO**

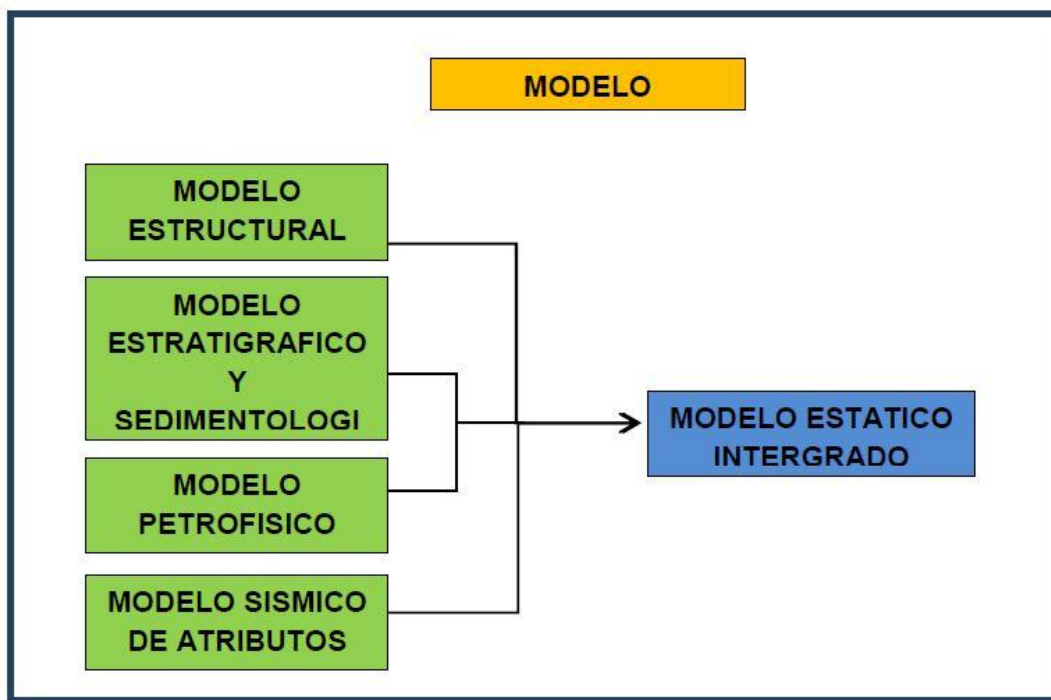
Estos mapas en teoría vienen a ser los mismos que los de saturación de agua pero de manera inversa por lo cual en las zonas de menor saturación de agua se tiene mayor acumulación de petróleo y viceversa.

### 4.3 MODELAMIENTO GEOLÓGICO

Un modelo estático o geológico es la representación tridimensional del yacimiento a partir de celdas pobladas con características, sedimentológicas, petrofísicas y estructurales. Constituye la condición inicial del yacimiento, es decir sin que el campo se haya puesto en producción. El modelo estático se realiza integrando datos geológicos, sísmicos y petrofísicos, recolectados de núcleos de corona, de pared, registros de pozo, pruebas de producción, estudios de afloramientos, geofísica de pozo y datos de sísmica, entre otros.<sup>6</sup> Ver figura 22.

Esto ayuda para determinar la distribución de cada una de las propiedades por ciclo, establecer el diseño del reservorio y el contenido de fluidos.

El objeto es desarrollar un modelo con el suficiente detalle como para representar heterogeneidades horizontales y verticales en los reservorios, que pueda ser usado como herramienta para el gerenciamiento de yacimientos.



**Figura 22.** Esquema de construcción de un Modelo Estático Integrado o Modelo Geológico

(Fuente: Tesis Modelo Estático de la Arenisca “U” inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari, elaborado por Morillo Dolores y Valencia Edison)

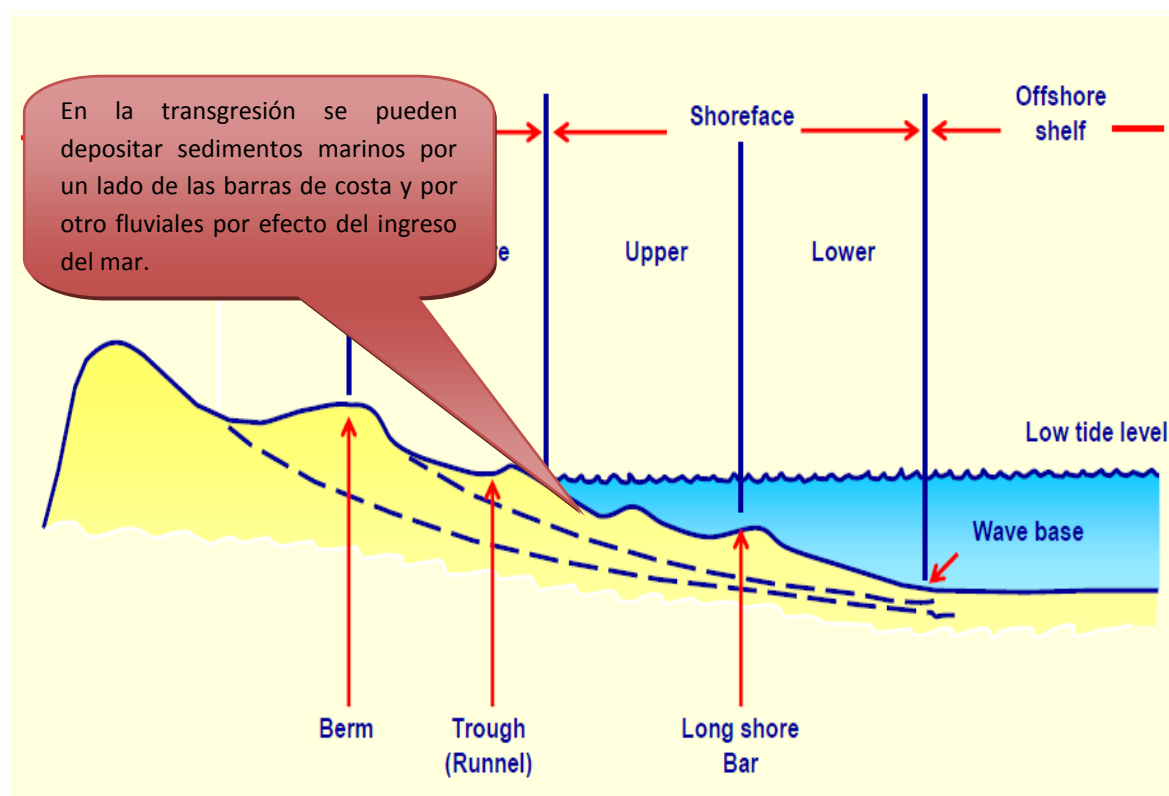
<sup>6</sup> Edison, M. D. (Febrero de 2012). Tesis Modelo Estático de la Arenisca “U” inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari. Quito, Ecuador.



#### 4.3.1 MAPA DE PALEORELIEVE

Para la realización de este mapa se utilizó la misma metodología mencionada anteriormente. Se realizó el escalado de los registros, el control de calidad, el ajuste de los variogramas, la distribución de las facies por método estadístico Simulación Secuencial indicadora.

Inicialmente al realizar las correlaciones se mencionó que la zona de transición por ser de difícil interpretación se la dividió de acuerdo al tipo de depósito marino y fluvial que indique el cambio de sedimento, trazando así un paleorelieve, es decir mientras una zona elevada estaba siendo erosionada o reabajada en otro sector se depositaron estos sedimentos fluviales y al mismo tiempo hubo aporte de sedimentos marinos por la entrada de mar que se estaba dando en ese momento, como se puede observar en la *Figura 23*, tallando así el paleorelieve.



**Figura 23.** Transgresión marina: Aporte de sedimentos marinos y fluviales

(Fuente: tomada del internet)

Interpretando el mapa tenemos tres estructuras, la más grande y alta en la parte norte que forma un anticlinal alargado en dirección NW-SE con dos altos estructurales, otra estructura en forma de anticlinal se encuentra en la parte central del mapa de menor dimensión y altura, y por último la tercera estructura en la parte sur, igualmente de dimensiones pequeñas. De manera general la parte NE del mapa es más alta y disminuye hacia el SW. (Ver Mapa 21)

#### 4.3.2 MAPA DE FACIES

Las facies se correlacionan con las propiedades petrofísicas y se basa en la distribución de litotipos. El método usado para generar el modelo de facies en Petrel fue el método determinístico que utiliza toda la información disponible.

Igualmente para generar el mapa de facies se realizó el escalado:

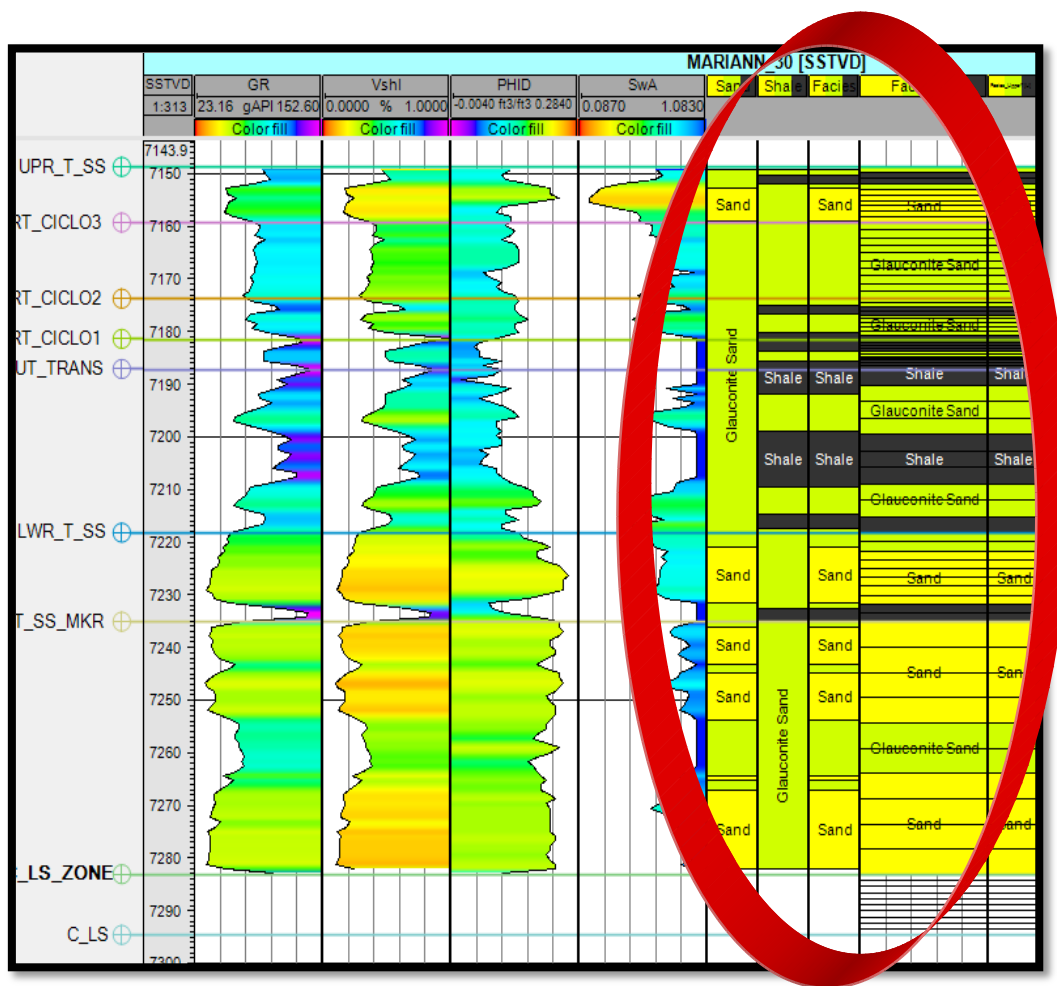


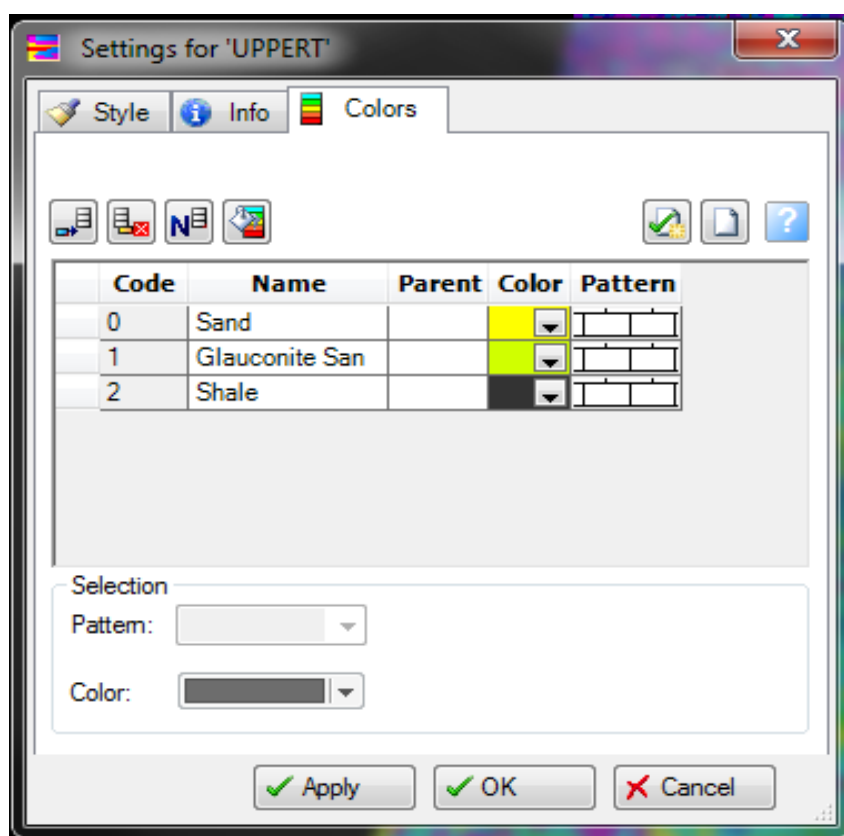
Figura 24. Escalado de las facies del Registro de pozo Mariann\_30

Para el modelamiento se estableció los siguientes parámetros para que el programa modelador pueda interpretarlo:

Clasificado a la litología como se observa en la tabla 5:

CÓDIGO	LITOLOGÍA
0	Arena
1	Arena glauconítica
2	Lutita

*Tabla 5. Tabla de clasificación de la litología*



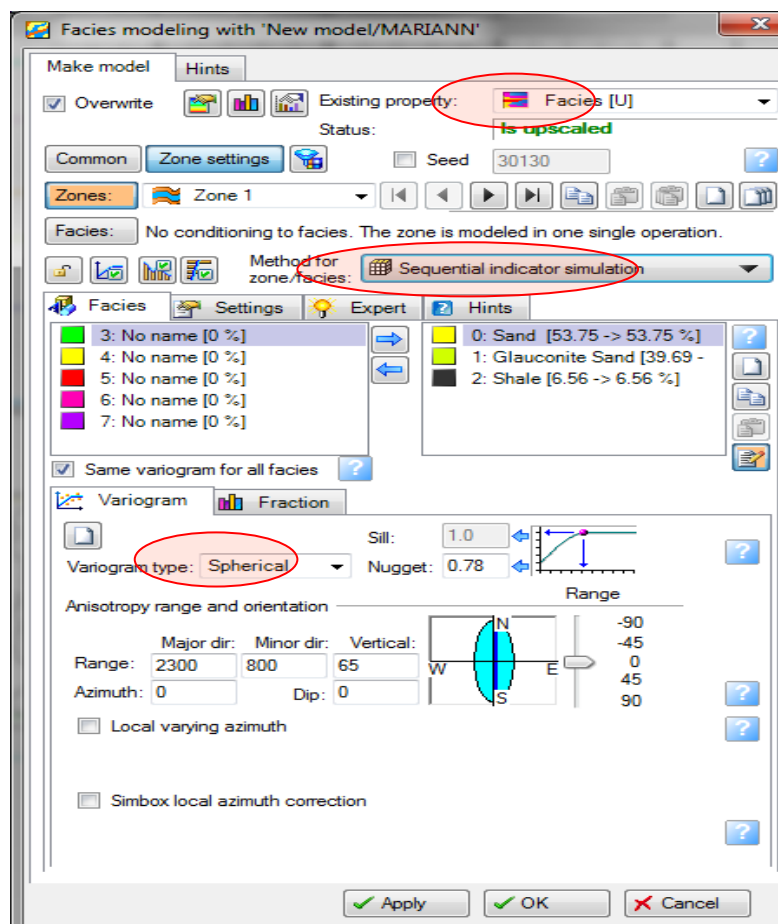
*Figura 25. Distribución de facies en Petrel*

Entonces la distribución que se realizó según los valores de la curva de GR fue la siguiente:

Si se tiene valores entre:

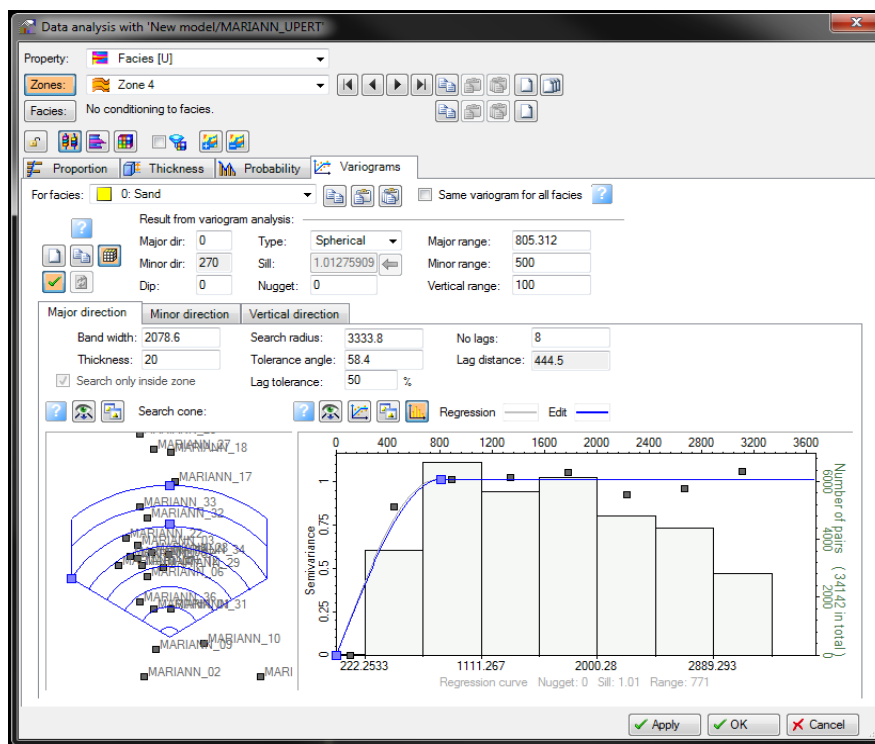
- 0.1 – 0.27 es Arena con código 0
- 0.8 – 0.22 es Arena glauconítica con código 1
- 0 - 0.07 es Lutita con código 2

Seguidamente se realizó el ajuste de los variogramas y la distribución para cada ciclo, el método estadístico que se utilizó fue el de Simulación Secuencial Indicadora con un variograma de tipo esférico como se observa en la *figura 26*:

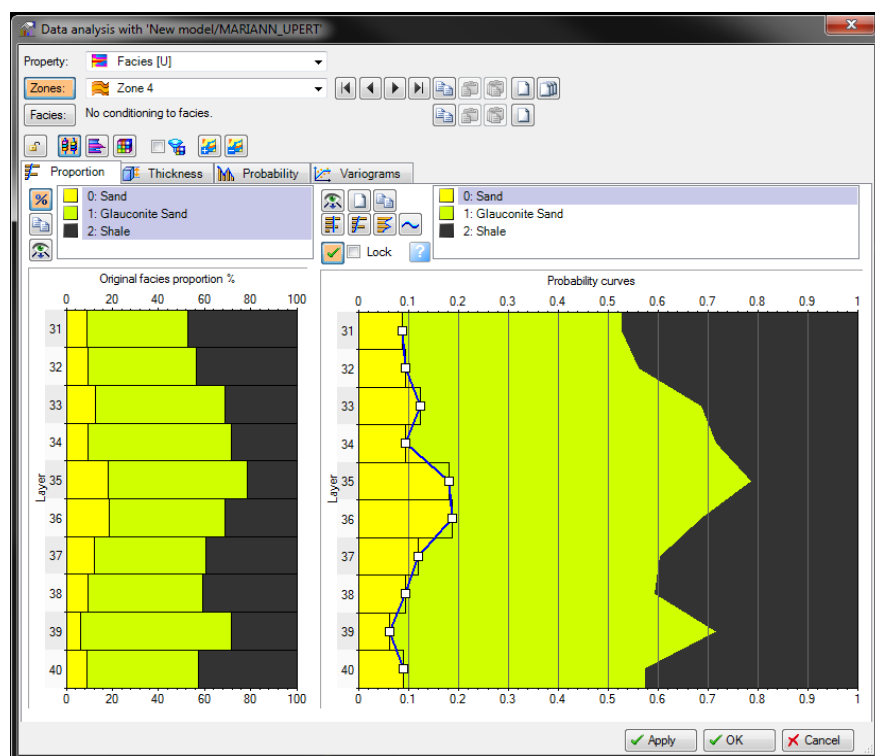


**Figura 26.** Parámetros ingresados en el Petrel para el modelamiento en 2D y 3D del mapa de facies.

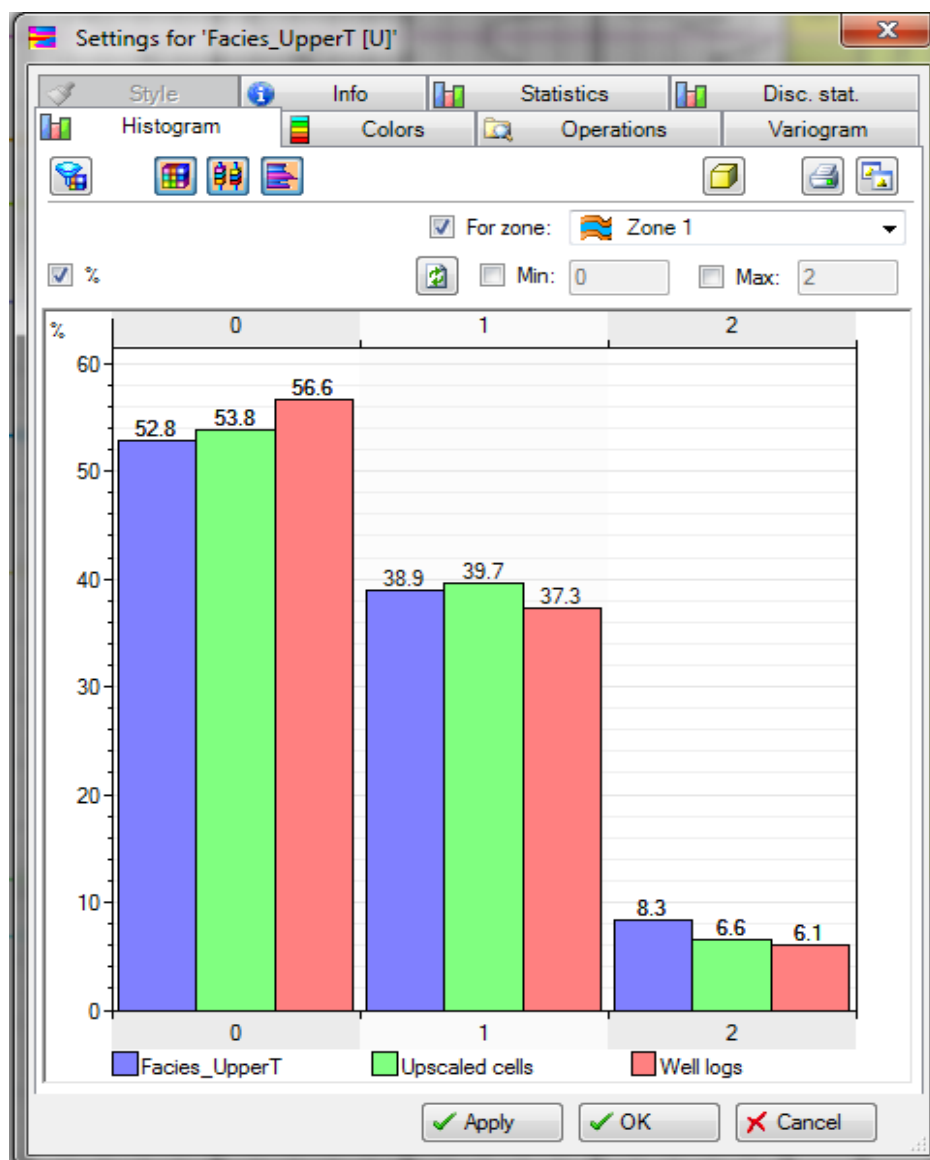
(Fuente: Petrel ingreso de datos)



**Figura 27.** Variograma para Modelo de Facies en la zona de transición

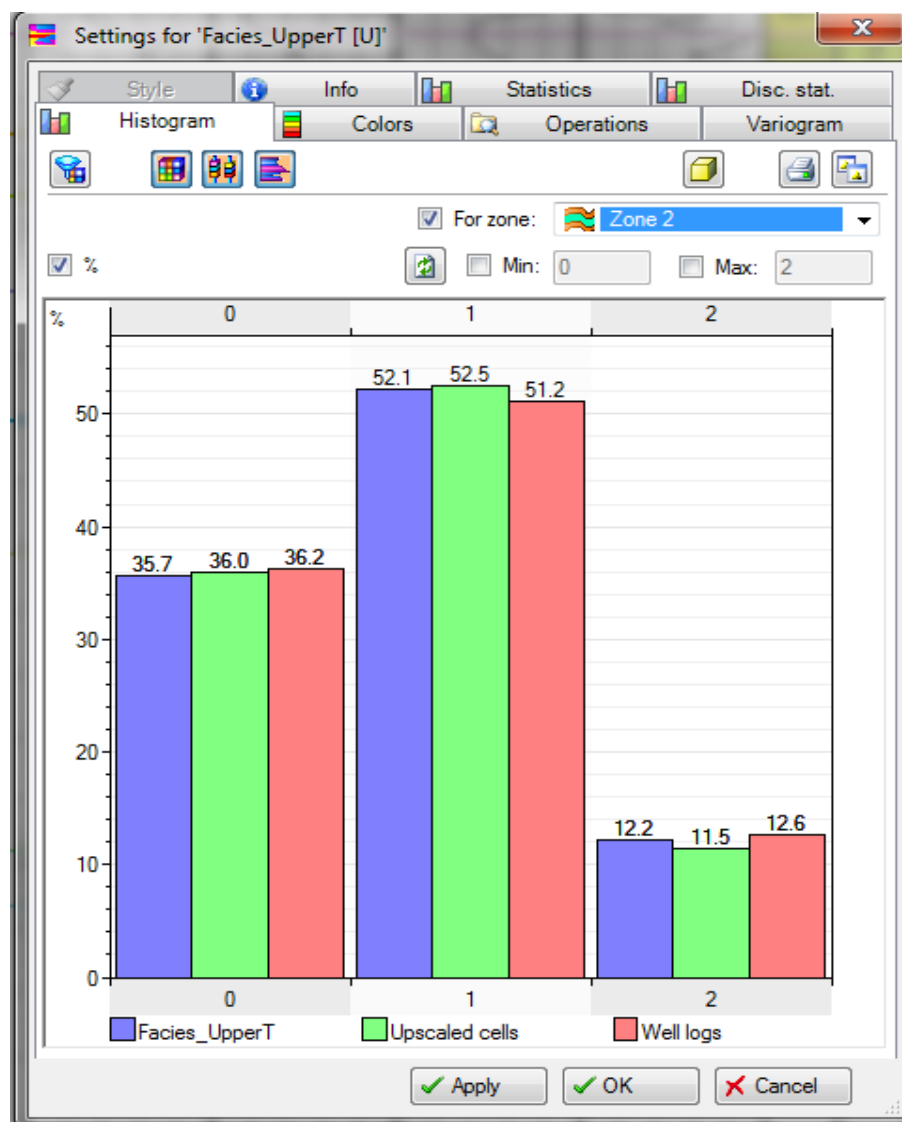


**Figura 28.** Distribución para Modelo de Facies en la zona de transición



**Figura 29.** Histograma de facies para la zona de Upper Shoreface

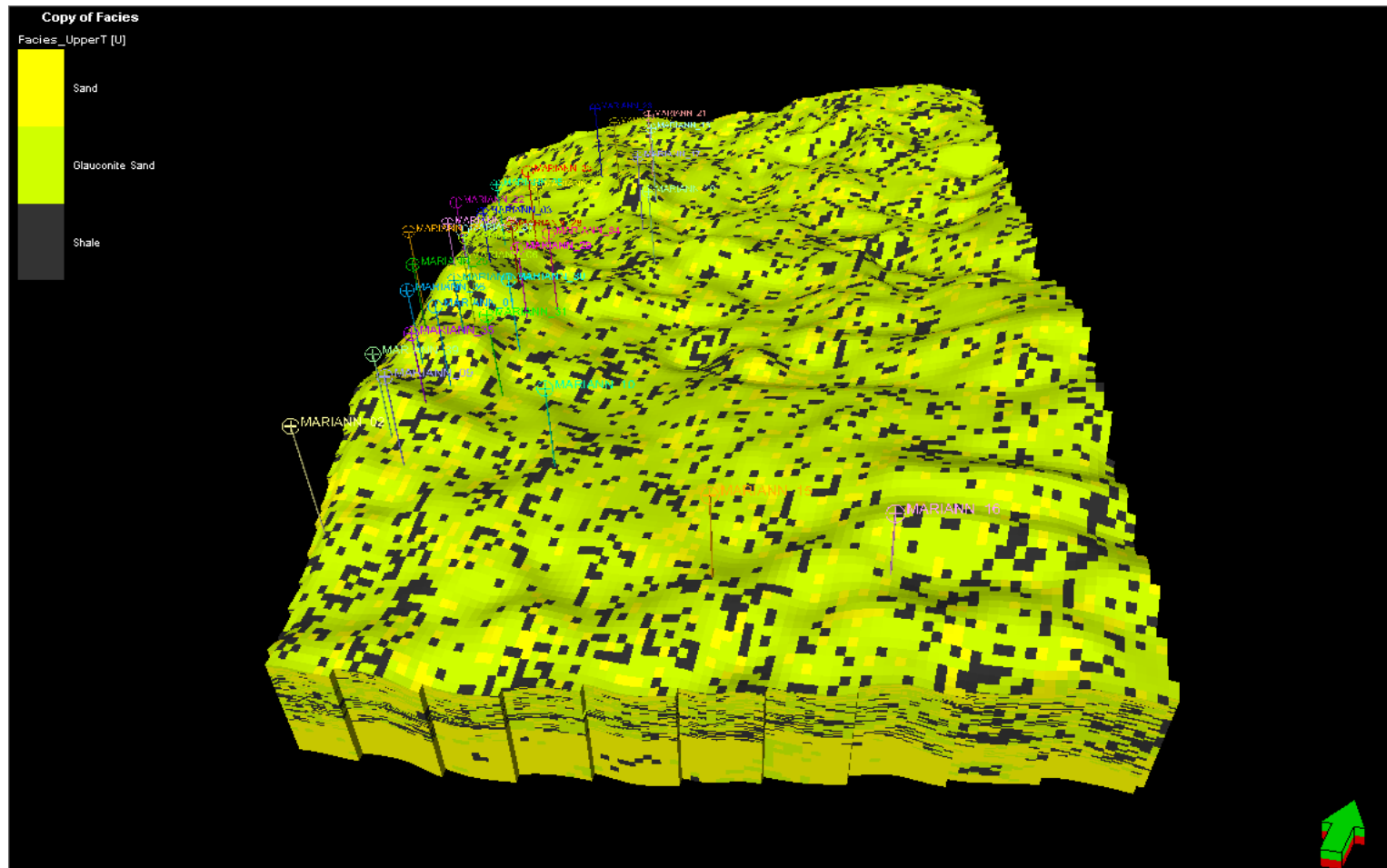
El histograma en el ciclo tres no muestra una variación grande entre lecturas pero si existe un mayor acumulado en la zona de las arenas más limpias es decir con mayor frecuencia.



**Figura 30.** Histograma de facies para la zona de Middle Shoreface

Se observa que en los histogramas de facies la variación no es muy alta entre las lecturas de distribución en 3D, las lecturas de los registros de pozos, y las lecturas del escalado, además mantienen una tendencia similar, pero si tiene una mayor frecuencia en la zona de las arenas glauconíticas.

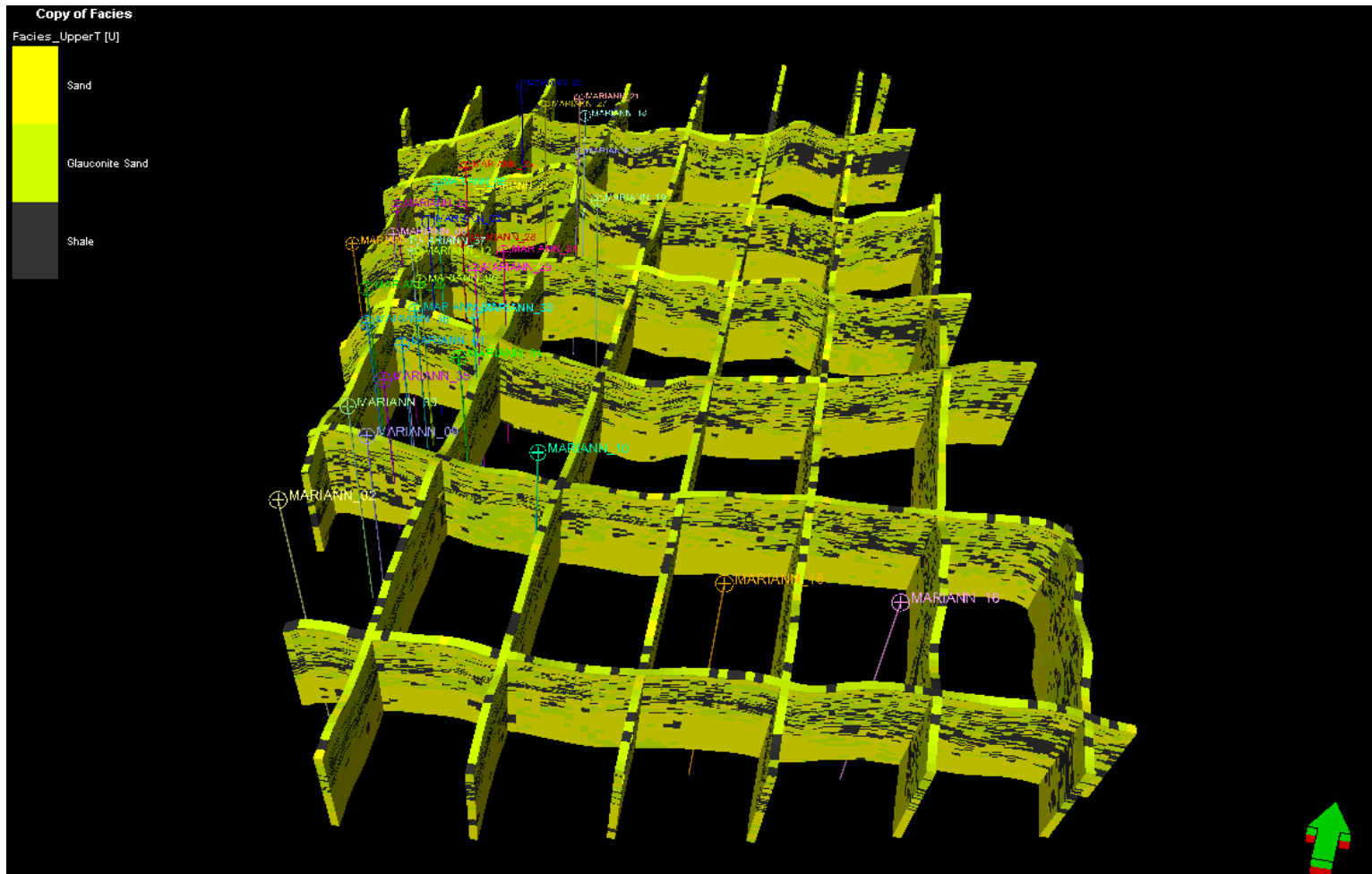
## MAPA DE FACIES



*MAPA 22. Modelo 3D de facies en todo el reservorio.*



## SECCIONES VERTICALES DE FACIES



*MAPA 23. Secciones verticales de facies en 3D en todo el reservorio*

#### **4.3.2.1 MAPA DE FACIES (ZONA DE TRANSICIÓN)**

En este ciclo se observa cuerpos de arena un tanto más limpias formando posiblemente points bars que siguen una misma tendencia N-S, pudiendo ser interpretada como la dirección de aporte que fue E-W, porque son cuerpos en forma alargada paralelos a la línea de costa. (*Ver Mapa 24*)

#### **4.3.2.2 MAPA DE FACIES (LOWER SHOREFACE)**

En este mapa se puede apreciar la distribución de cuerpos de arena más limpios un tanto más pequeños que en la zona de transición pero conservan su tendencia aunque varía un poco en el sentido NW-SE. No existe superioridad de ninguna de las facies, pues todo el mapa tiene lutitas y areniscas en la misma proporción. (*Ver Mapa 25*)

Se presenta barras alineadas sensiblemente paralelas a la línea de costa. Estas barras poseen el flanco de sedimentación orientado hacia la costa y migran con mucha facilidad.

#### **4.3.2.3 MAPA DE FACIES (MIDDLE SHOREFACE)**

Se puede observar que existe un predominio de sedimentos arenosos tanto glauconíticos y con menor porcentaje de glauconita, es decir, arenas más limpias; las lutitas se encuentran en pequeñas cantidades, distribuidas de manera homogénea en todo el mapa. Los cuerpos de arena tienen una forma alargada paralelos a la línea de costa. (*Ver Mapa 26*)

#### **4.3.2.4 MAPA DE FACIES (UPPER SHOREFACE)**

Se observa que las arenas tienen una tendencia N-S y su dirección de aporte de sedimentos es E-W. Se conoce que todo el reservorio “T” Superior tiene glauconita pero de acuerdo a las limitaciones que se han diseñado dentro del programa modelador tenemos cuerpos arenosos un poco menos sucios de pequeñas dimensiones distribuidos en todo el mapa de manera homogénea. (*Ver Mapa 27*)

No obstante, en esta área se puede decir que existen estructuras sedimentarias muy características, los ripples de olas con las crestas alineadas paralelamente a la costa, en forma simétrica y asimétrica.

#### 4.3.3 ANÁLISIS SEDIMENTARIO DE NÚCLEOS DE PERFORACIÓN

Se tiene un solo núcleo de perforación que es el del pozo Mariann 9, pero no se pudo realizar una interpretación personal del núcleo por varios factores, sin embargo se ha tomado la interpretación sedimentaria de Moslow como guía en este trabajo el cual dice:

Que en la zona de transición existe una intercalación de limos y clastos de lutitas, lodos bioturbados, areniscas medianas.

En el Ciclo 1 se tiene aporte marino, arenisca glauconítica, capas de tempestitas, lutitas fisiles laminadas, lodos bioturbados más proximales.

El Ciclo 2 es una zona bioturbada con presencia de arenisca glauconítica fina a media.

En el Ciclo 3 se tiene pelecípodos (organismos de agua dulce) y también se tiene arenisca glauconítica.

#### CORE

#### DESCRIPCIÓN



PROFUNDIDAD: 8088-8094'

Pelecípodos (organismos de agua dulce)

Arenisca glauconítica.



PROFUNDIDAD: 8094-8100'

Pelecípodos (organismos de agua dulce)

Arenisca glauconítica.



PROFUNDIDAD: 8100-8106'

Pelecípodos (organismos de agua dulce)

Arenisca glauconítica.



PROFUNDIDAD: 8106-8112'

Arenisca glauconita

Pelecípodos

Densidad de burrowed



PROFUNDIDAD: 8112-8118'

Arenisca glauconita

Pelecípodos

Densidad de burrowed



PROFUNDIDAD: 8118-8124'

Arenisca glauconita

Pelecípodos

Marcas de Burrowed



PROFUNDIDAD: 8124-8130'

Arenisca glauconítica fina a media.

Bioturbación



PROFUNDIDAD: 8130-8136'

Arenisca glauconítica fina a media.

Bioturbación



PROFUNDIDAD: 8136-8142'

Arenisca glauconítica fina a media.

Bioturbación



PROFUNDIDAD: 8142-8148'

Aporte marino

Arenisca glauconítica

Capas de tempestitas

Lutitas fisiles laminadas

Lodos bioturbados más proximales.



PROFUNDIDAD: 8148-8152'

Aporte marino

Arenisca glauconítica

Capas de tempestitas

Lutitas fisiles laminadas

Lodos bioturbados más proximales.

*Fotos proporcionadas por Andes Petroleum*



#### **4.3.4 ANÁLISIS DE REGISTROS DE POZOS**

De manera general se puede decir que:

En todo el campo Mariann se establece los límites de la arenisca “T” Superior, a la base por la Zona de transición que fue un tanto complicada su interpretación y al tope por la caliza “B”. Dentro de los límites de la arenisca se identificó marcadores como se mencionó anteriormente, a los cuales se los denominó:

- UPR\_T\_SS
- UPRT\_SS\_CICLO3
- UPRT\_SS\_CICLO2
- UPRT\_SS\_CICLO1
- UT\_TRANS

Que vendrían a ser los límites de las parasecuencias o ciclos. Por la complejidad de interpretación de la zona de transición, hemos trazando un paleorelieve que indique el cambio de tipo de sedimento.

Si se compara el comportamiento de los registros en otras zonas como el del pozo San José 1 ubicado al Oeste del campo Mariann a unos 10km aproximadamente se puede cotejar con la información sedimentológica y llegar a la conclusión de que es probable que estos depósitos transgresivos correspondan a facies de canales y barras mareales, además se observa que en todo el campo Mariann las parasecuencias o ciclos se mantienen constantes con un espesor no muy variable caso contrario en el sector del pozo San José no se depositó el ciclo 3 debido a que se encontraba más profundo.

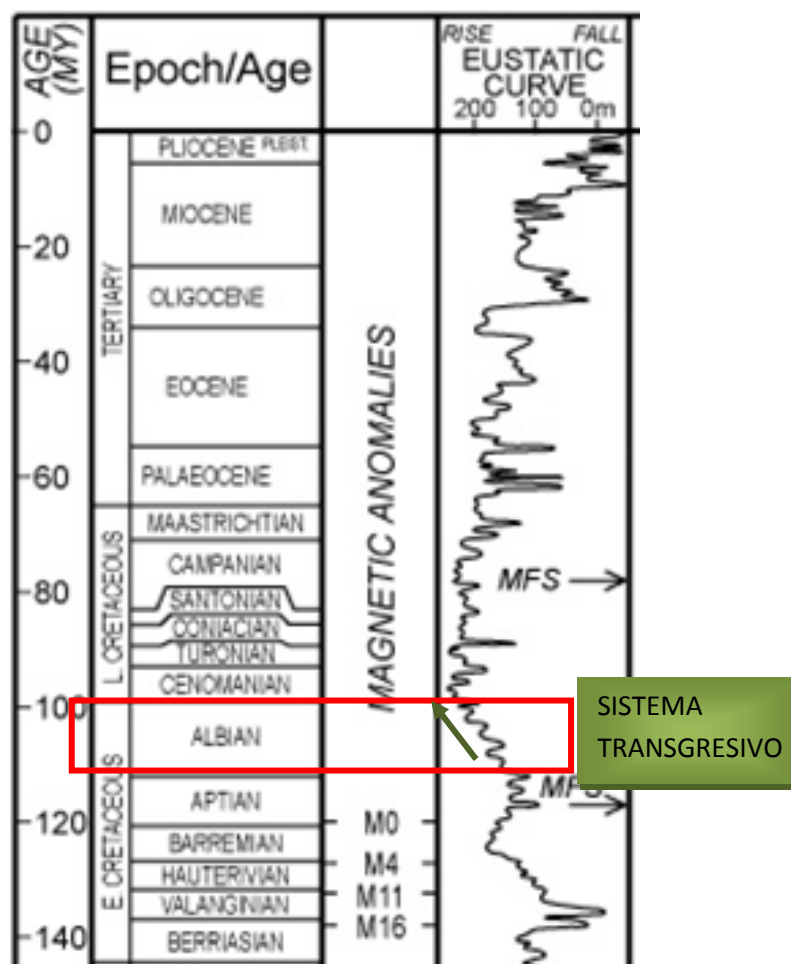
Durante la transgresión marina, existían zonas más altas las cuales fueron erosionadas por la entrada del mar y al mismo tiempo se depositaban sedimentos marinos y fluviales.

#### **4.3.5 PROCESO DEPOSITACIONAL DE LA ARENISCA “T” SUPERIOR**

De acuerdo con los estudios realizados por Petroecuador y los fósiles encontrados dentro de la arenisca “T” superior, determinan que los pelecípodos son del periodo cretácico, de edad ~112 MM años del Albiano, edad en la que se inicia un proceso de transición y se ratifica con la curva eustática. *Ver Figura 31.*

A medida que ingresaba el mar se iban depositando los sedimentos marinos, pero en ciertos sectores por el paleorelieve alto el agua erosionaba las zonas altas y se depositaban sedimentos marinos y

fluviales al mismo tiempo dando origen a la zona de transición. Cabe recalcar que el reservorio “T” Superior es una sola secuencia dividida en cuatro ciclos o parasecuencias.

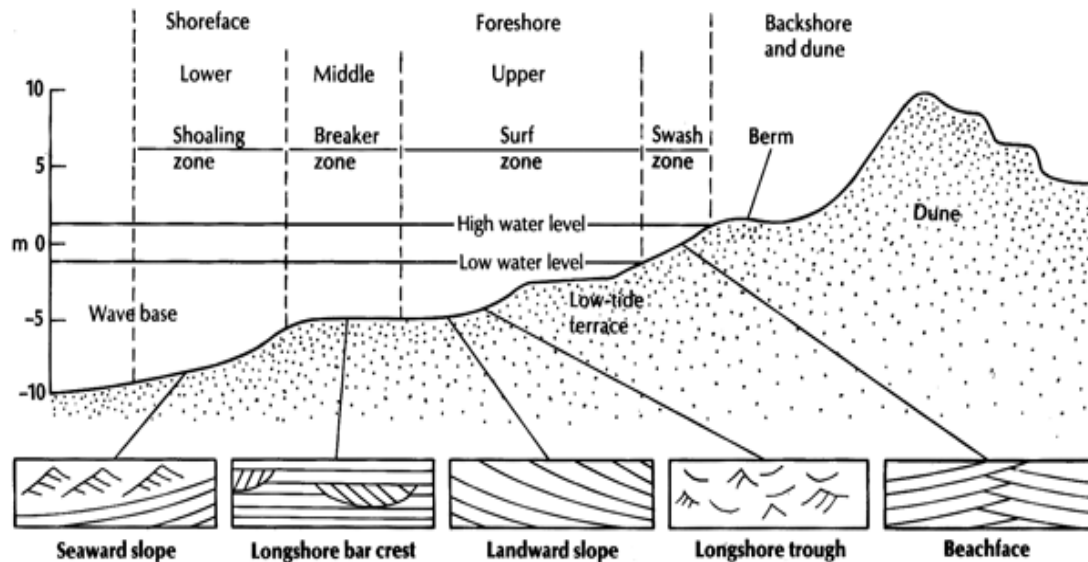


**Figura 31.** Curva Eustática

(Fuente tomada de internet: [http://www.callforbids.cnsopb.ns.ca/2008/01/regional\\_geology.html](http://www.callforbids.cnsopb.ns.ca/2008/01/regional_geology.html))

#### 4.3.6 DETERMINACIÓN DEL MODELO DE DEPOSITACIÓN

Cotejando toda la información obtenida de registros de pozos, de la interpretación de núcleos, de los diferentes mapas elaborados, y la edad de inicio de la transgresión se determina la existencia de un ambiente de estuario localizada en la zona de Shoreface, (Ver figura 32) en el cual a continuación se describe cada uno de los ciclos de esta zona:



**Figura 32.** Ambiente de Shoreface

(Fuente: tomada de la página de internet <http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=300>)

**LOWER SHOREFACE:** En la figura por encima de la cara de playa inferior se demuestra que es la zona donde las olas comienzan a sentirse parte inferior (o una profundidad de Longitud de onda / 2). Esta es un área de baja energía (en comparación con el resto del sistema hacia el mar) por lo que se compone de arena de grano fino intercalada con capas de lodo. Existe una intensa bioturbación en este sector.

**Geometría de los Sedimentos:** En la zona de Lower Shoreface los sedimentos tienen una pendiente suave hacia el mar como se indica en figura 32.

**Registro de Sedimentos:** Arena fina y láminas de barro pueden ser preservados, debido a la intensa bioturbación improbable.

**MIDDLE SHOREFACE:** El Middle Shoreface se encuentra entre la cara de playa baja y la playa. Esta área está sujeta a una mayor energía de las olas y como resultado se tiene un medio para depositarse arenas de grano fino. Estas arenas debido a la interacción fuerte de las olas están bien ordenadas. El principal tipo de depósito en este entorno son las barras que se depositan.

**Geometría de los Sedimentos:** El Middle Shoreface se caracteriza por el cambio de dirección de las olas que cambia la dirección de la corriente litoral. También se encuentran en estos, depósitos de

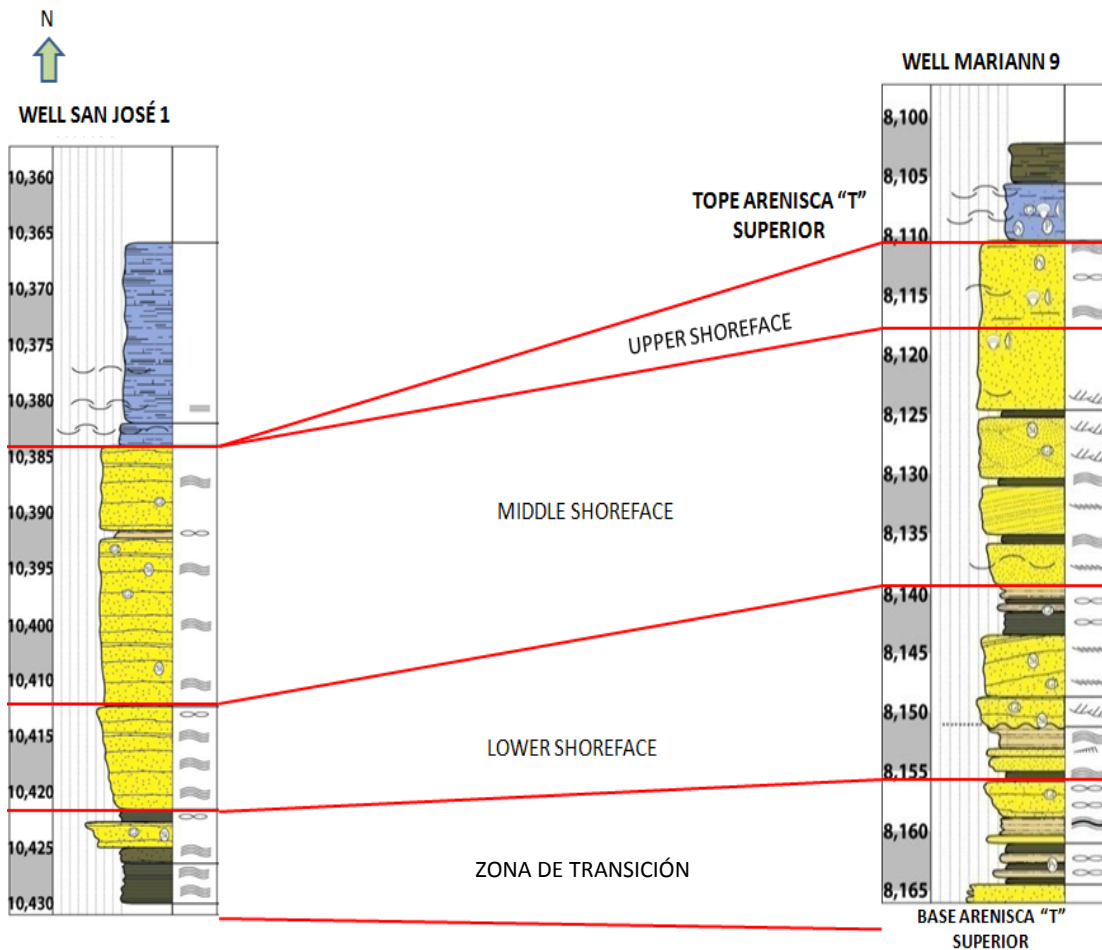
canales.

**Registro de Sedimentos:** La mayoría de los registros se borra debido a la reelaboración continua de los sedimentos por la corriente litoral. También secuencias enteras pueden ser borrados por las tormentas.

**UPPER SHOREFACE:** Se encuentra en la parte superior de la zona. Esta es un área de la energía del oleaje intenso y reelaboración constante de los sedimentos. Como resultado, la zona de mareas se caracteriza por arenas de grano grueso que son bien ordenadas.

**Geometría de sedimentos:** La playa se caracteriza porque el aporte de sedimentos es perpendicular a la costa.

**Sedimento Registro:** Una vez más la zona de mareas borra todo, generalmente como resultado de la reelaboración constante.



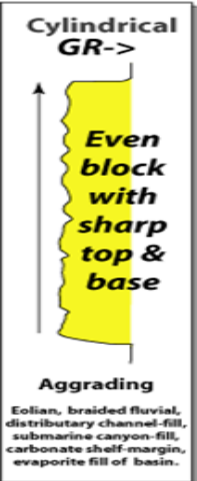


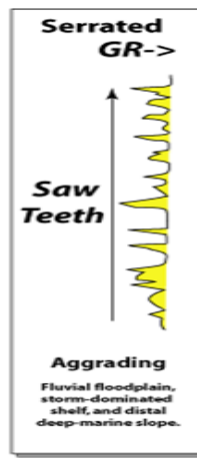
*Figura 33. Modelo Depositacional*

Como se observa en la figura 33 se tiene un ambiente de Shoreface que en el núcleo del pozo San José 1 desaparece el ciclo 3, mientras que en Mariann\_9 se tiene la secuencia completa. El aporte de los sedimentos vendría E-W perpendicular a la línea de costa.

#### 4.3.7 GEOMETRÍA DE LOS CUERPOS SEDIMENTARIOS

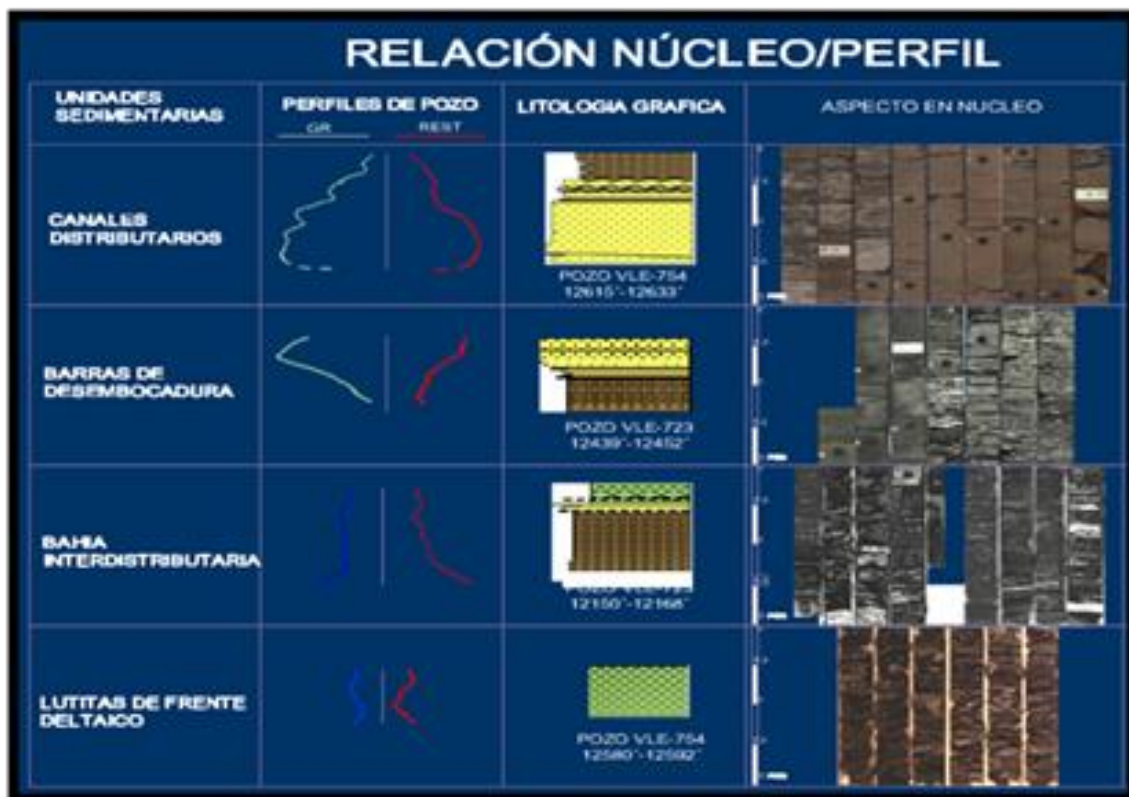
Estos resultados integran los análisis de facies y sedimentológicos debido a que la forma de los registros eléctricos de Gamma Ray está vinculada directamente a la forma de los cuerpos sedimentarios. *Ver Figura 34.*

Es importante recalcar que la descripción por cada curva de un determinado registro, no son únicos, pues las interpretaciones pueden variar según el patrón.

ELECTROFORMAS IDENTIFICADAS EN REGISTROS ELÉCTRICOS			
			
<b>CILÍNDRICO</b>	<b>EMBUDO</b>	<b>CAMPANA</b>	<b>ASERRADO</b>
<p>Secuencias grano decrecientes. Subambientes: relleno de canal distributivo, relleno de cañón submarino, margen de plataforma carbonatada,</p>	<p>Secuencias grano crecientes, asociada con subambientes tales como: Barras, abanico de desembalse, barras de desembocadura, delta frontal y línea de costa</p>	<p>Secuencias granodecrecientes Asociado a: Relleno de canales tidales, Point bars fluviales, Point bars tidales</p>	<p>Muestra una forma irregular asociada a un alto contenido de arcilla, especialmente en TSF</p>

**Figura 34.** Curvas de Gamma Ray asociados con el tamaño de grano (Fuente internet)

Para el campo Mariann se uso los patrones de registro de Gamma Ray, porque no existe mucha información de núcleos y la descripción del único núcleo interpretado por Moslow del pozo Mariann 9, definiendo así su ambiente y sus figuras sedimentarias.



**Figura 35.** Curvas de Gamma Ray y Resistividad asociado con la litología

(Fuente: tomada del internet <http://www.monografias.com/trabajos92/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafia-secuencias/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafia-secuencias.shtml>)

De acuerdo a la curva de Gamma Ray y confirmando con los mapas de facies se puede decir que los depósitos son característicos de una zona de shoreface, en la cual se tienen cuerpos que forman:

**Facies de Barras de arena ("sand bars"):** Son acumulaciones de arena en forma de cresta y que presentan un surco asociado que se sitúa hacia tierra. Están localizadas en la zona infralitoral, lower shoreface y, por tanto, sumergidas de forma permanente. En función de su disposición con respecto a la línea de costa se tienen barras longitudinales, es decir paralelas a la línea de costa. Tienen porosidades

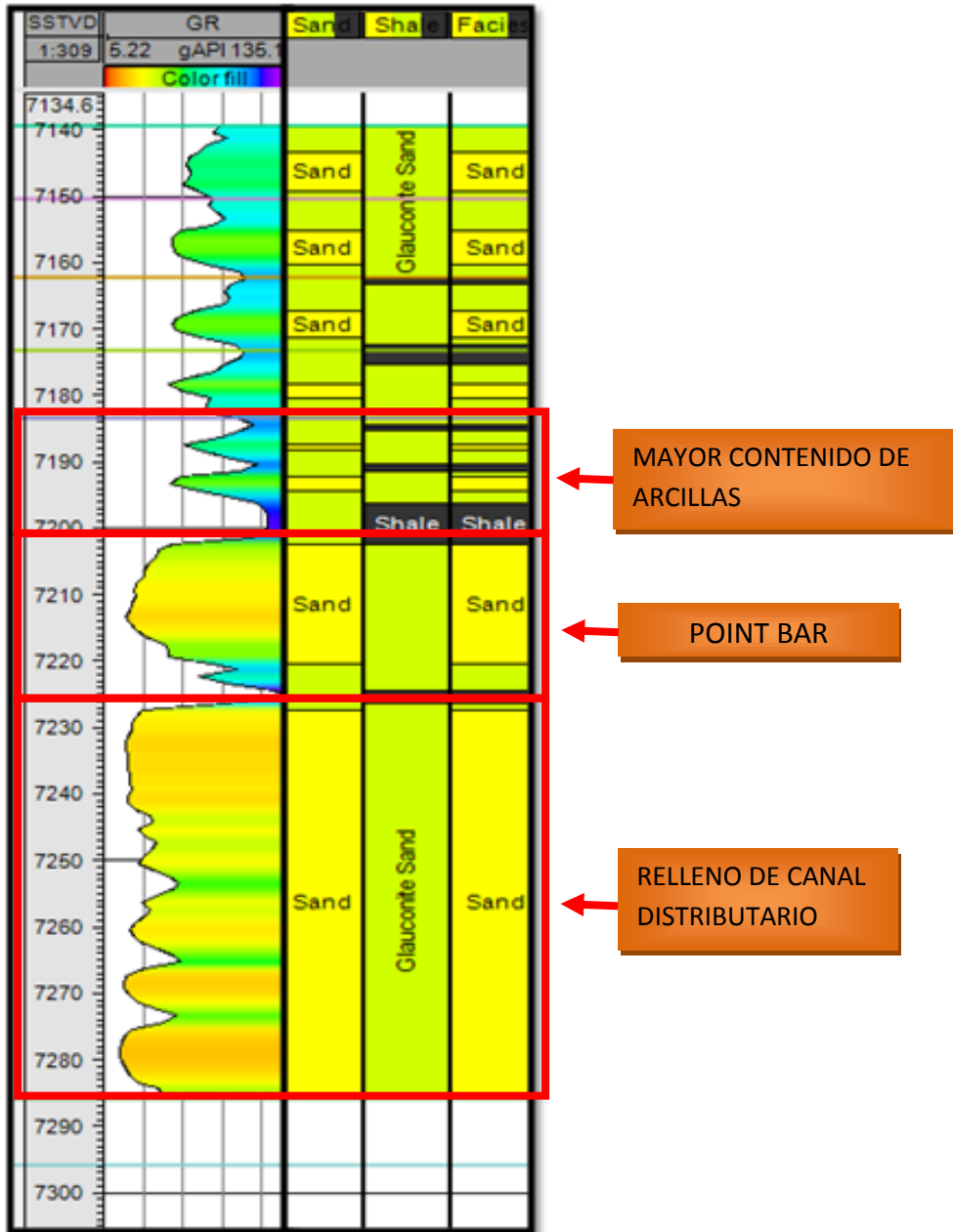
altas y constituyen una parte fundamental del sistema morfodinámico litoral, por cuanto son un reservorio de sedimento que puede ser suministrado al resto del perfil litoral.<sup>7</sup>

**Facies de Canal:** Son cuerpos arenosos, que se caracterizan por tener porosidad efectiva alta y bajo contenido de arcilla. Por respuesta del registro se las identificó como arenas limpias, muestran una buena a excelente calidad de reservorio, por su espesor y su buena extensión longitudinal y localmente buena extensión areal por lo que son reservorios potenciales para fluidos.

**Plataforma lodosa arcillosa:** La facie arcillosa tiene una porosidad baja y un alto contenido de arcilla.

---

<sup>7</sup> Dr. Guillén, J. (n.d.). *ICM GEOLOGÍA MARINA*. Retrieved from <http://www.icm.csic.es/gma/es/content/geologia-del-litoral>



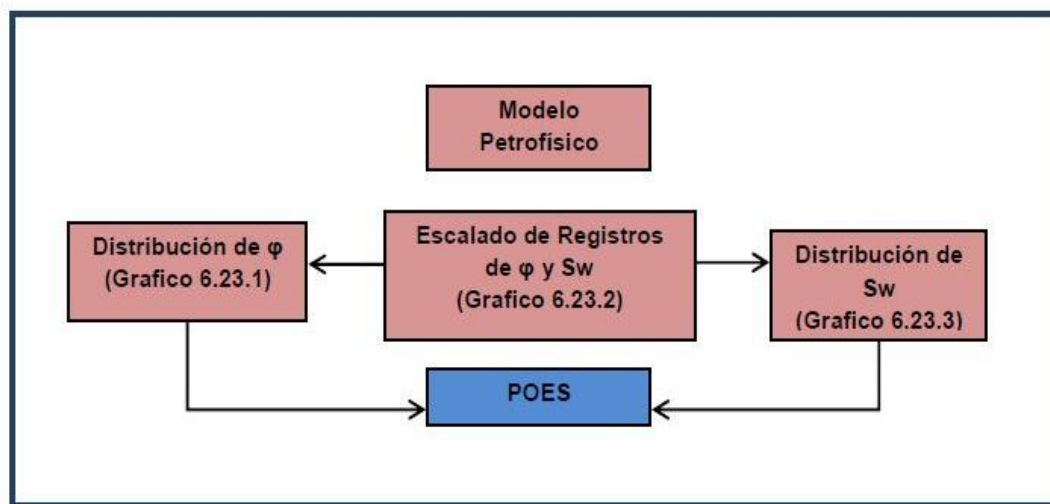
**Figura 36.** Registro de Gamma Ray indicando la forma de cada cuerpo

(Fuente: Imagen de Registro de GR tomado de Petrel)



#### 4.4 CÁLCULO DE RESERVAS

Para llegar al cálculo reservas el programa modelador Petrel sigue el siguiente proceso para construir el modelo estático o geológico:

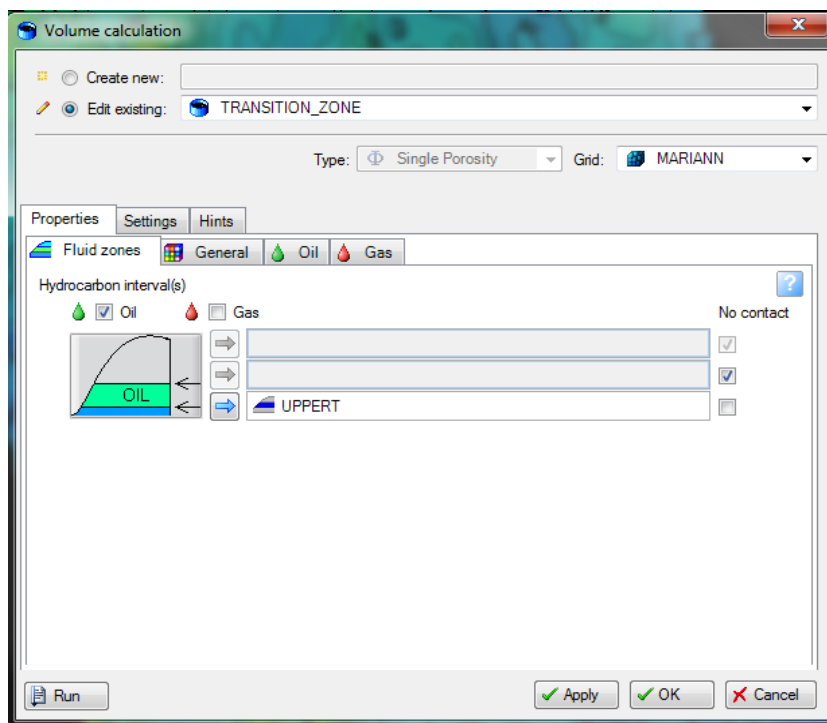


**Figura 37.** Esquema del proceso de construcción del modelo geológico en Petrel

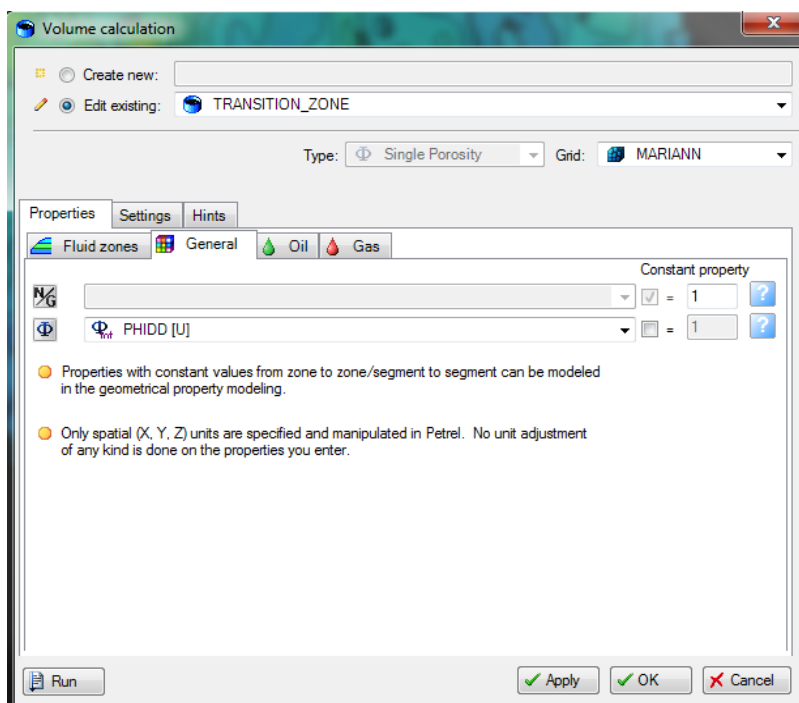
*(Fuente: Tesis Modelo Estático de la Arenisca “U” inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari, elaborado por Morillo Dolores y Valencia Edison)*

Se enlazó todos los parámetros petrofísicos obtenidos que son la porosidad, la saturación de agua, y espesores.

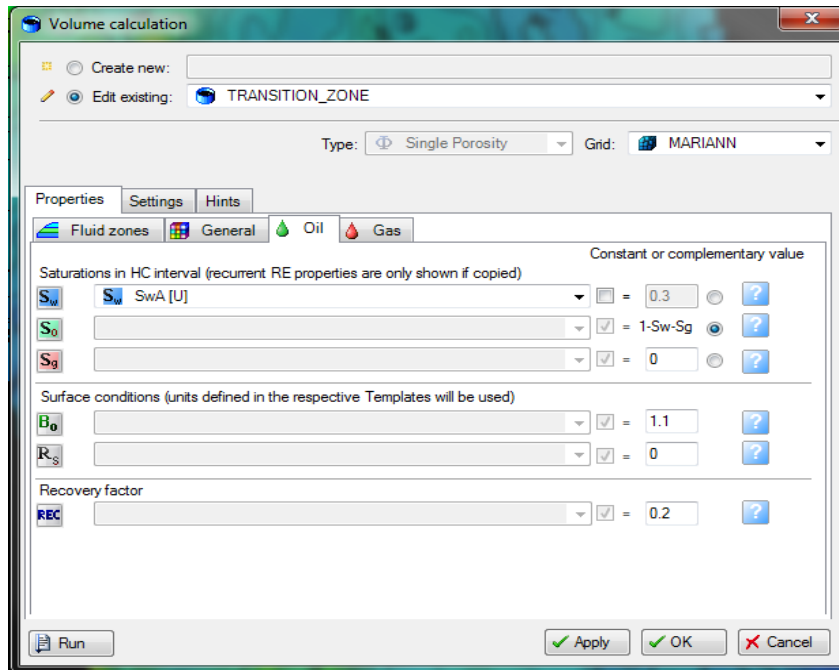
El reservorio “T” Superior tiene control estratigráfico y estructural, pero en todo el campo Mariann en los registros no se encuentra un contacto Agua/Petróleo por lo cual no se ha definido, y es necesario delimitar la estructura; es así que se ha tomado como contacto la base de la zona de transición, abarcando de esta manera todo el reservorio “T” Superior. En las figuras a continuación, se muestra el proceso a seguir en Petrel para realizar los cálculos.



**Figura 38.** Creación de contacto agua/petróleo delimitando los límites desde la zona de transición hasta el tope de “T” Superior.



**Figura 39.** Cálculo del Volumen de petróleo utilizando la propiedad de porosidad.



**Figura 40.** Cálculo del Volumen de petróleo atando la SWA



**Figura 41.** Cálculo del Volumen de petróleo atando las facies de todo el reservorio.

#### 4.4.1 CÁLCULO DEL POES

Finalmente se tienen los resultados que automáticamente se generan en el programa modelador Petrel.

$$\mathbf{POES} = \frac{7758 * \phi * S_o * h * A}{B_o}$$

Se realizó el ejercicio con los siguientes datos para el ciclo 3 (Upper Shoreface):

$$\phi = 0.14 \%$$

$$SW = 0.5 \%$$

$$S_o = (1-SW)$$

$$h = 10 \text{ ft}$$

$$A = 10413.00 \text{ acres}$$

$$B_o = 1.10$$

$$\mathbf{POES} = \frac{7758 * 0.14 * 0.5 * 10 * 10413}{1.1}$$

$$\mathbf{POES} = 51'408\,034 \text{ bbl}$$

Este valor es similar al calculado por el Petrel lo que confirma que los resultados obtenidos son confiables.

Para calcular las reservas recuperables se multiplica el resultado del POES por el 20% que es el factor de recobro.

$$\mathbf{RF} = \text{Factor de recobro} = 0.20 \%$$

$$\mathbf{EOR} = 10'281\,607$$

Los resultados se encuentran en la siguiente tabla:

**Petrel 2011.2.4**

(64-bit) Schlumberger  
 User name J.GRANJA  
 Date Tuesday, July 16 2013 16:55:15  
 Project EXPLORATION\_MARIANN\_UPPERT

Model UPPER T	
Grid	MARIANN
Input XY unit	m
Input Z unit	ft

General properties	
Porosity:	PHIDD
Net gross:	1

Properties in oil interval	
Sat. water:	SwA
Sat. oil:	1-Sw-Sg
Bo (formation vol. factor):	1.1 [RB/STB]
Recovery factor oil:	0.2

Zones	Pore volume [bbl]	OIL IN PLACE [bbl]	Recoverable oil [bbl]
CICLO 3	106'000,000	51'000,000	9'000,000
CICLO 2	128'000,000	45'000,000	8'000,000
CICLO 1	120'000,000	46'000,000	8'000,000
TRANSITION ZONE	117'000,000	11'000,000	2'000,000

Totas all result types

Case	Pore volume [bbl]	OIL IN PLACE [bbl]	Recoverable oil [bbl]
Para el CAP se utilizó el límite de la zona de Transición	471'000,000	153'000,000	27'000,000

## **CAPITULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

1. Con los análisis del núcleo Mariann 9 realizado por Moslow, la interpretación de los registros de los pozos, y la edad del reservorio junto con la curva eustática (Curva de Haq) se ratifica que es un sistema transgresivo.
2. El ambiente de depositación de la arena “T” Superior es de ambiente de estuario con influencia marina.
3. Dentro del ambiente de estuario, el campo Mariann se encuentra en la zona de Shoreface.
4. Con la interpretación del core San José1 se determina el límite del ciclo 3, por la no depositación de este ciclo en ese sector. Esto se debe a que paleogeográficamente el área se encuentra más profunda, en relación a Mariann.
5. En el campo Mariann se tiene la secuencia completa de la zona shoreface.
6. Las arenas se depositan en forma perpendicular a la dirección de aporte, en este caso se tiene una distribución de la arena N-S que es perpendicular a la dirección de aporte E-W.
7. La litología de todo el reservorio se encuentra afectada por la glauconita. Se tiene intercalación de limos y clastos de lutitas, lodos bioturbados con presencia pelecípodos, areniscas glauconíticas, arenisca de grano fino a medio, capas de tempestitas, lutitas fisiles laminadas.
8. El reservorio no convencional “T” Superior tiene un control estructural y estratigráfico.

9. No se tiene definido el CAP por lo que se trabaja con el límite de la zona de transición, para calcular el POES y las reservas recuperables.
10. Los resultados del cálculo de volumen de Petróleo Original en Sitio y las reservas recuperables son las siguientes:

Zones	Pore volume [bbl]	OIL IN PLACE [bbl]	Recoverable oil [bbl]
CICLO 3	106'000,000	51'000,000	9'000,000
CICLO 2	128'000,000	45'000,000	8'000,000
CICLO 1	120'000,000	46'000,000	8'000,000
TRANSITION ZONE	117'000,000	11'000,000	2'000,000

Case	Volumen de Poro [bbl]	OIL IN PLACE [bbl]	Recoverable oil [bbl]
Para el CAP se utilizó el límite de la zona de Transición	471'000,000	153'000,000	28'000,000

## **5.2 RECOMENDACIONES**

1. Debido a la complejidad que tiene la interpretación de la parte transicional “base de T Superior” por sus variaciones litológicas laterales y horizontales que se presentan, por ser una zona de transición de un ambiente fluvial a una zona marina, se recomienda un estudio más a detalle para definir un marcador regional.
2. Se recomienda tomar más muestras de núcleos para poder ampliar el estudio en todo el Bloque Tarapoa.
3. Continuar con la siguiente etapa de seguir con el modelo dinámico de este campo para corroborar la confiabilidad del modelo estático.



## **CAPITULO VI**

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

#### **6.1 BIBLIOGRAFÍA**

1. ALARCÓN Washington, y MANCHENO Fabricio, Modelos geológicos de los reservorios Arenisca U y T Inferior, Campos Tetete y Tapi, Tesis de Grado para la obtención de ingeniero geólogo, Carrera de geología, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador, 2003.
2. BABY, P. & RIVADENEIRA, M. (1999). La Cuenca Oriente: Estilo Tectónico, Etapas de Deformación y Características Geológicas de los Principales Campos de Petroproducción. Edición Petroproducción-IRD.
3. CISNEROS NEGRETE, Catalina Beatriz, Modelo geológico y depositacional del Campo Pungarayacu, Tesis de Grado para la obtención de ingeniero geólogo, Carrera de geología, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador, Julio 2007.
4. DUQUE MENDOZA, Jaime Eduardo, Modelo Geológico sedimentario de la arenisca “U” inferior en el Campo Mariann, Tesis de Grado para la obtención de ingeniero geólogo, Carrera de geología, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador, Julio 2008.
5. GORDON PEREZ, Diego Patricio, Modelo geológico y calculo de reservas del reservorio arenisca “T” principal del Campo Cononaco, Tesis de Grado para la obtención de ingeniero geólogo, Carrera de geología, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador, Diciembre 2000.
6. MORILLO Dolores, VALENCIA Santiago, Modelo Estático de la arenisca “U” inferior del campo Cuyabeno-Sansahuari, Tesis de Grado para la obtención de ingeniero geólogo, Carrera de geología, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador, Febrero 2012.
7. VALAREZO TORRES, Vicente, Modelamiento geológico de un campo utilizando Geographix, Tesis de Grado para la obtención de ingeniero geólogo, Carrera de geología, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador, Enero 2005.

8. SATÍN R, Máximo Efrén, Modelo geológico y cálculo de reservas del reservorio “Hollín” del Campo Cononaco, Tesis de Grado para la obtención de ingeniero geólogo, Carrera de geología, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador, Diciembre 2000.

## 6.2 WEBGRAFÍA

1. <http://www.oilproduction.net/cms/files/Perfilaje%20de%20pozos.pdf>
2. [http://www.menpet.gob.ve/repositorio/imagenes/file/Direccion%20de%20Exploracion/7\\_a\\_1-DEFINICIONES\\_Y\\_NORMAS\\_DE\\_RESERVAS\\_DE\\_HIDROCARBUROS.pdf](http://www.menpet.gob.ve/repositorio/imagenes/file/Direccion%20de%20Exploracion/7_a_1-DEFINICIONES_Y_NORMAS_DE_RESERVAS_DE_HIDROCARBUROS.pdf)
3. [http://www.odp.tamu.edu/publications/174AXSIR/chap\\_08/c8\\_f10.htm](http://www.odp.tamu.edu/publications/174AXSIR/chap_08/c8_f10.htm)
4. [http://eprints.ucm.es/15353/1/Tesis\\_JEL\(23-01-06\).pdf](http://eprints.ucm.es/15353/1/Tesis_JEL(23-01-06).pdf)
5. <http://uiop015:8002/default.aspx>
6. <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/63Vnm&EstratigrafiaSecuencias.pdf>
7. <http://www.oilproduction.net/cms/files/Perfilaje%20de%20pozos.pdf>
8. <http://www.monografias.com/trabajos92/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafia-secuencias/registros-geofisicos-aplicados-estratigrafia-secuencias.shtml>
9. [http://www.google.com.ec/imgres?q=point+bars+on+a+river&start=146&um=1&sa=N&hl=es-419&biw=1466&bih=758&tbnid=dX0GQhK\\_2Na4VM:&imgrefurl=http://secfilings.nyse.com/filing.php%3Fdoc%3D1%26attach%3DON%26ipage%3D5999543%26rid%3D23&docid=0rSdYbPx8uMPxM&imgurl=http://secfilings.nyse.com/cgi/image%253Fquest%253D1%2526rid%253D23%2526ipage%253D5999543%2526doc%253D19&w=961&h=713&ei=LDSdUYXADuPrigLTuIG4DA&zoom=1&iact=rc&dur=452&page=5&tbnh=140&tbnw=189&ndsp=40&ved=1t:429,r:50,s:100,i:154&tx=90&ty=92](http://www.google.com.ec/imgres?q=point+bars+on+a+river&start=146&um=1&sa=N&hl=es-419&biw=1466&bih=758&tbnid=dX0GQhK_2Na4VM:&imgrefurl=http://secfilings.nyse.com/filing.php%3Fdoc%3D1%26attach%3DON%26ipage%3D5999543%26rid%3D23&docid=0rSdYbPx8uMPxM&imgurl=http://secfilings.nyse.com/cgi/image%253Fquest%253D1%2526rid%253D23%2526ipage%253D5999543%2526doc%253D19&w=961&h=713&ei=LDSdUYXADuPrigLTuIG4DA&zoom=1&iact=rc&dur=452&page=5&tbnh=140&tbnw=189&ndsp=40&ved=1t:429,r:50,s:100,i:154&tx=90&ty=92)
10. <http://secfilings.nyse.com/filing.php?doc=1&attach=ON&ipage=5999543&rid=23>
11. <http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/flujoencanales/deltas/page10.html>
12. [http://www.google.com.ec/imgres?q=lower+shoreface&biw=1152&bih=575&tbnid=fsvgAMvEbuc66M:&imgrefurl=http://www.worldoil.com/May-2001-Evaluating-the-uncertainty-of-3-D-geologic-reservoir-models.html&docid=WbNW1VpMrGH4CM&imgurl=http://www.worldoil.com/uploadedimages/Issues/Articles/May-2001/01-05\\_evaluating-sharif\\_fig2.jpg&w=333&h=357&ei=0k3LUcSdBMmpiAKD4oDQCA&zoom=1&iact=hc&dur=62&page=3&tbnh=147&tbnw=146&start=41&ndsp=25&ved=1t:429,r:59,s:0,i:257&tx=132&ty=116&vpx=892&vpy=2&hovh=232&hovw=217](http://www.google.com.ec/imgres?q=lower+shoreface&biw=1152&bih=575&tbnid=fsvgAMvEbuc66M:&imgrefurl=http://www.worldoil.com/May-2001-Evaluating-the-uncertainty-of-3-D-geologic-reservoir-models.html&docid=WbNW1VpMrGH4CM&imgurl=http://www.worldoil.com/uploadedimages/Issues/Articles/May-2001/01-05_evaluating-sharif_fig2.jpg&w=333&h=357&ei=0k3LUcSdBMmpiAKD4oDQCA&zoom=1&iact=hc&dur=62&page=3&tbnh=147&tbnw=146&start=41&ndsp=25&ved=1t:429,r:59,s:0,i:257&tx=132&ty=116&vpx=892&vpy=2&hovh=232&hovw=217)
13. <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/AmbMarS-Clas13-2.pdf>

14. <http://www.metroemergencias.com/descargas/registros-geofisicos.pdf>
15. <http://blog-petrolero.blogspot.com/2007/11/modelo-estatico-definicion-y.html>
16. <http://www.icm.csic.es/gma/es/content/geologia-del-litoral>
17. <http://es.wikipedia.org/wiki/Histograma>

## CAPÍTULO VII

### ANEXOS

#### **ANEXO A. Glosario de términos técnicos.**

**API.-** American Petroleum Institute, formada en 1917 para organizar la industria a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobiernos y otros.

**Barril.-** Una medida del volumen para productos hidrocarburos. Un barril es equivalente a 42 galones US o 0.15899 metros cúbicos (9,702 pulgadas cúbicas). Un metro cúbico es igual a 6.2897 barriles.

**Bioturbación.-** [del gr. bios, vida, y del lat. turbatio, desorden] Conjunto de perturbaciones en un sedimento, debido al desplazamiento de organismos vivos y a diversas conductas y etología, galerías de reposo, estructuras de escape, reptación, alimentación, etc. Una bioturbación es un indicio de oxigenación del medio de sedimentación, siendo los medios reductores poco propicios al desarrollo de la fauna. La actividad bioturbadora de los organismos tiene importantes consecuencias sobre las propiedades petrofísicas de un yacimiento ya que si es significativa, modifica considerablemente la permeabilidad y porosidad del sedimento.

**Diagrama de frecuencias.-** es la agrupación de datos en categorías mutuamente excluyentes que indican el número de observaciones de cada categoría. Es un gráfico donde se muestra la frecuencia para la misma clase.

**Distribución uniforme.-** es una distribución de probabilidad cuyos valores tienen la misma probabilidad. La mayoría de los parámetros como por ejemplo la porosidad están relacionados con distribuciones uniformes.

**Factor Volumétrico.-** se define como un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. También se le denomina factor monográfico, ya que en el yacimiento, lo que en la superficie sería petróleo y gas, se encuentra en una sola fase líquida. Se exprese generalmente en barriles en el yacimiento (BY) por barril a condiciones normales (BN)

**Gravedad API.-** es un término que se utiliza para clasificar el petróleo de acuerdo a sus características.

FLUIDOS	GRAVEDAD API
LIVIANOS	$30 < ^\circ\text{API} < 40$
MEDIANOS	$20 < ^\circ\text{API} < 30$
PESADOS	$10 < ^\circ\text{API} < 20$
EXTRA PESADOS (BITÚMENES)	$^\circ\text{API} < 10$

**Histograma de frecuencias.-** es una representación gráfica de una variable en forma de barras, donde la superficie de cada barra es proporcional a la frecuencia de los valores representados. Dependiendo de su comportamiento podremos tener una idea de cuál variable o cual tipo de dispersión estamos trabajando.

**Números aleatorios.-** es un resultado de una variable al azar especificada por una función de distribución. Para entender su significado supongamos que queremos calcular el POES de un yacimiento y sabemos que los parámetros que están involucrados con la ecuación de del POES no es un solo valor sino un conjunto de valores entonces debemos hacer una simulación para obtener un valor del POES probabilístico. Por lo tanto, los números aleatorios pueden definirse como valores que dependen de un suceso que va a pasar.

**Pelecípodos.-** [del griego pelequis: hacha; y podos: pie] Son organismos de agua dulce que utilizan el pie en forma de hacha para enterrarse en la arena, este órgano especial tiene una forma de hacha. De esta analogía surge el nombre pelecípodos que permite agruparlos como moluscos bivalvos.

**POES.-** (Petróleo original en Sitio) es el volumen inicial u original del petróleo existente en las acumulaciones naturales.

**Reservas probables.-** son los volúmenes contenidos en áreas en base a estructuras geológicas penetradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderse las clasificar como reservas probadas. Se tiene un 50% de probabilidad de que dentro de esa reserva haya hidrocarburos.

**Reservas probadas.-** es la cantidad de hidrocarburos contenidos en los yacimientos los cuales han sido constatados mediante pruebas de producción y que según su información geológica nos pueden dar indicios de ser producidos comercialmente (cualquier yacimiento que no pueda ser producido comercialmente no es una reserva probada). La utilización de término razonable certeza indica un alto grado de certidumbre (mayor al 90%). En oportunidades esa certidumbre se califica como P-90.

**Reservas posibles.-** se tiene un estimado de reservas de hidrocarburos en base a datos geológicos (sísmica), de áreas no perforadas o no probadas. Se tiene un 10% de probabilidad de que en esa reserva haya hidrocarburos.

#### **Anexo B. Cronograma de actividades**

<b>Actividades</b>	<b>24 Abril</b>	<b>24 Mayo</b>	<b>24 Junio</b>	<b>24 Julio</b>
<b>CAP I</b>  Objetivos, Justificación  Planteamiento del problema	<b>X</b>			
<b>CAP II</b>  Marco teórico	<b>X</b>			
<b>CAP III</b>  Recolección de datos	<b>X</b>	<b>X</b>		
<b>Análisis e interpretación de datos</b>  Realización de Mapas		<b>X</b>	<b>X</b>	
<b>Modelamiento Geológico</b>  Calculo de reservas			<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Entrega del informe final</b>				<b>X</b>

### **Anexo C. Presupuesto**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR (USD)</b>
1. Internet	20,00
2. Impresión de mapas	100.00
3. Papel	20,00
4. Impresiones	200.00
5. Empastados de los libros	100,00
6. Varios	60,00
7. Movilización	100,00
8. Derechos	60.00
9. Papel universitario	20.00
	680.00

## Anexo D. Autorización de la empresa



ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.

Quito, 15 de abril de 2013  
ANDPE-69784/2013



02321  
Secretaría de Hidrocarburos  
CENTRO DE DOCUMENTACIÓN

16 ABR. 2013

Unidad

Anexo

Señor Abogado  
**Andrés Donoso**  
**Secretario**  
**Secretaría de Hidrocarburos**  
En su despacho.-

De mi consideración:

Dando contestación a su oficio No.OF-976-SH-SCH-UTE-DPD-2013 en el que solicita recibir a la señorita JENNY PRISCILA GRANJA CARRERA, estudiante de la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental de la Universidad Central del Ecuador con el fin de desarrollar su Tesis titulada "Modelo Geológico del Reservorio T Superior en el Campo Mariann del Bloque Tarapoa", me permito informar que la solicitud ha sido aprobada para que inicie el viernes 19 de abril de 2013.

Me permito informar que la solicitud ha sido aprobada.

El mencionado estudiante debe ponerse en contacto lo antes posible con Xavier Andrade (Telf. 2988500 Ext. 2142) en el departamento de Recursos Humanos para organizar su inicio de pasantía.

Atentamente,  
**Andes Petroleum Ecuador Ltd.**

**Claudio Pinto**  
**GERENTE DE RECURSOS HUMANOS (E)**

Naciones Unidas E10-44  
y República de El Salvador  
Edif. CITIPLAZA  
PBX: (593-2) 298 8500  
Fax: (593-2) 297 0271  
www.andespetro.com  
Quito - Ecuador



# Anexo E.

## DESCRIPCIÓN SEDIMENTARIA DEL NÚCLEO MARIANN 9

MARIANN 9									
Field: Mariann			Fm./Strat. Unit: Napo 'T'			Name: T.F. Moslow			
Reported Core Interval: 8088'-8152'			Slabbed: Yes, Diam.: 3.5"			Date: July 30, 2002			
Calibrated Core Interval: 8101'-8165'			(Deviated 22° max)						
DEPTH (5ft)	Lithology & Grain-size	Sedimentary Structures		Description	HC Indicators	Core Photographs	Environments	Stratigraphic Surfaces	Stratigraphic Units
		Physical	Biogenic						
8,100									
8,105				• fissile silty shale			O	MXFS	
8,110				• skeletal wackestone-packestone, robust pelecypod, brachiopod?			T. LAG		
8,115				• glauconitic					
8,120				• densely burrowed, glauconitic F-M sandstone					
8,125				• pelecypods					
8,130				• glauconitic F-M sandstone					
8,135				• bioturbated					
8,140				• interbedded VF-F glauconitic sandstone and laminated fissile shale; bioturbated proximal Cruziana					
8,145									
8,150				• tempestites?					
8,155				• distal to proximal Cruziana assemblage					
8,160				• glauconitic					
8,165				• tidal couplets?					
8,165				• M-VC sandstone; rip-up clasts of shale; skeletal frags					

UPPER SHOREFACE

MIDDLE SHOREFACE

LOWER SHOREFACE

ZONA DE TRANSICIÓN

LEGEND  
O = OFFSHORE  
OT = OFFSHORE TRANSITION  
LS = LOWER SHOREFACE  
MS = MIDDLE SHOREFACE  
US = UPPER SHOREFACE

Interpretación Estratigráfica y Sedimentológica del pozo Mariann 9 en la zona de la arenisca T Superior.

(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Interpretada por Moslow, 2002)

# Anexo F.

## DESCRIPCIÓN SEDIMENTARIA DEL NÚCLEO SAN JOSÉ 1

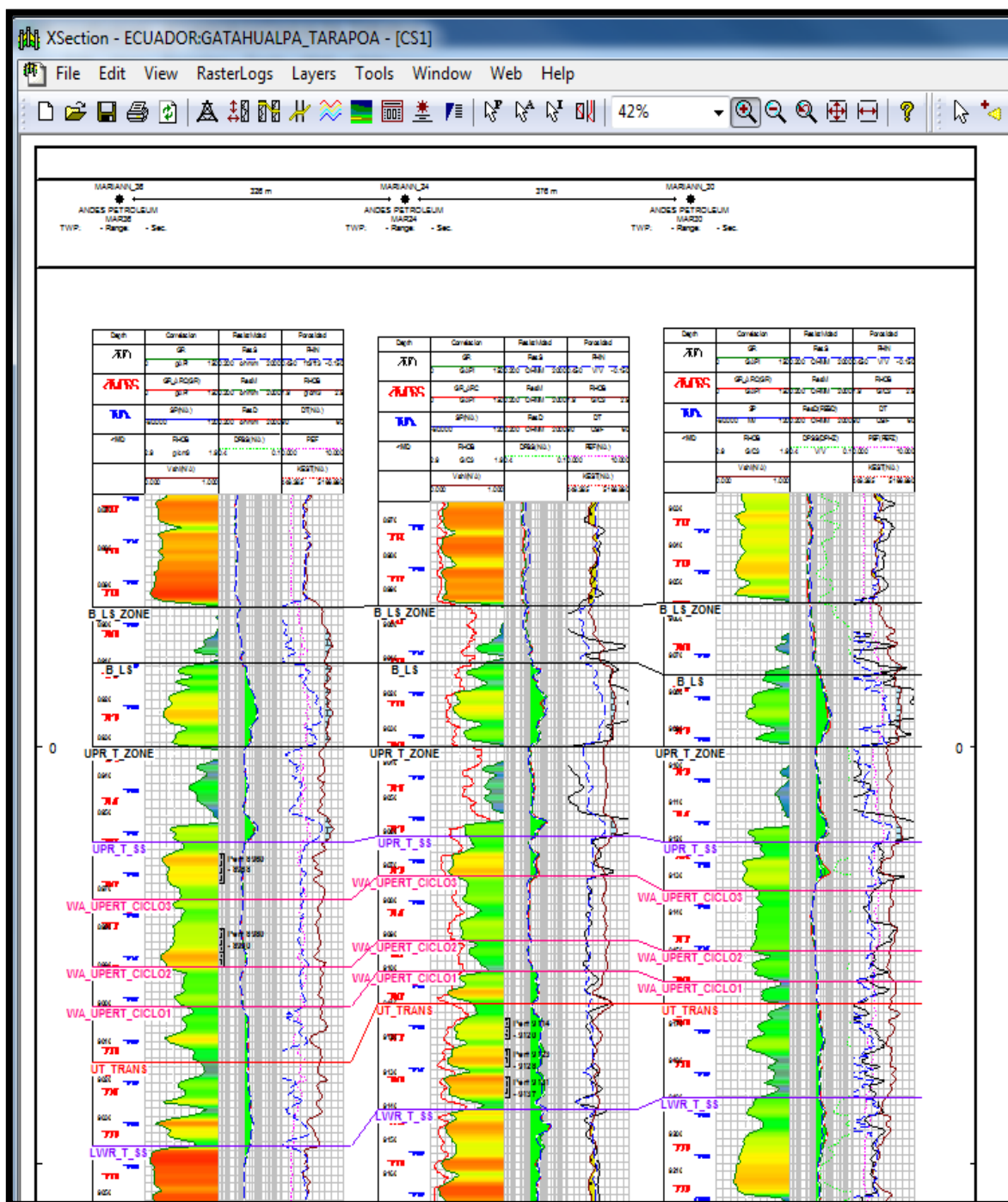
SAN JOSE 1									
Field: Tarapoa		Fm./Strat. Unit: Napo 'T' (Upper T)		Name: T.F. Moslow					
Reported Core Interval: 10,366'-10,430'		Slabbed: Yes, Diam.: 3.5"		Date: July 30, 2002					
Calibrated Core Interval: 10,366'-10,430' (45° deviation in core)									
DEPTH (5ft)	Lithology & Grain-size	Sedimentary Structures		Description	HC Indicators	Core Photographs	Environments	Stratigraphic Surfaces	Stratigraphic Units
		Physical	Biogenic						
10,360									
10,365									
10,370				• calcareous silty shale to carbonate mudstone					DISTAL RAMP/OFFSHORE
10,375									
10,380									
10,385				• skeletal packstone/wackestone					
10,390				• glauconitic silty VF-F sandstone					MIDDLE SHOREFACE
10,395				• burrowed to bioturbate					
10,400				• proximal Cruziana					
10,410									
10,415				• glauconitic VF-F sandstone					MOSER SHOREFACE
10,420									
10,425									ZONA DE TRANSICIÓN
10,430				• massive- burrowed silty shale					

*Interpretación Estratigráfica y Sedimentológica del pozo San José en la zona de la arenisca T Superior.*

*(Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd. Interpretada por Moslow, 2002)*

## Anexo G.

### CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 1

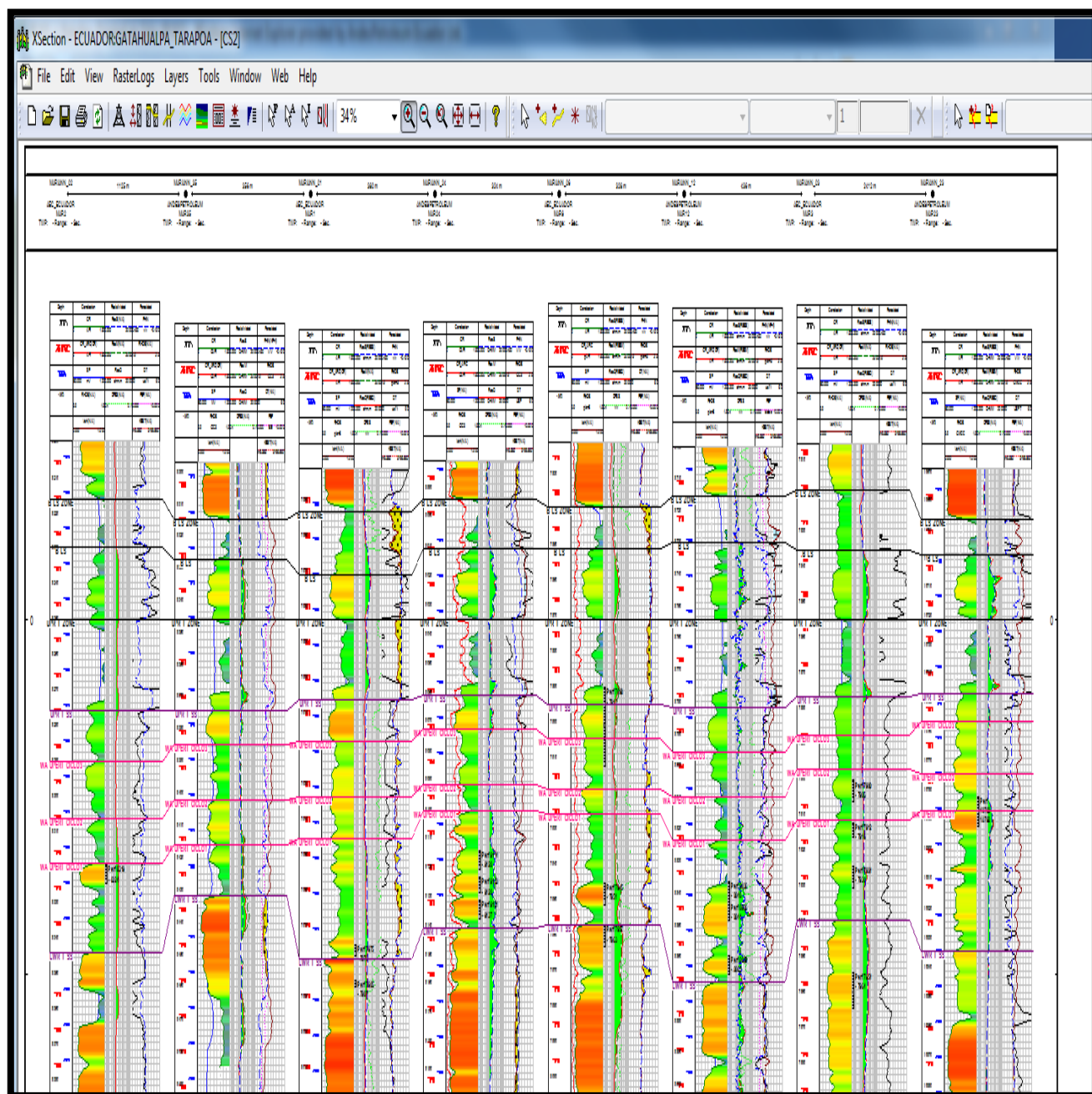


Interpretado por Jenny Granja

(Fuente de datos: Andes Petroleum)

## Anexo H.

### CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 2



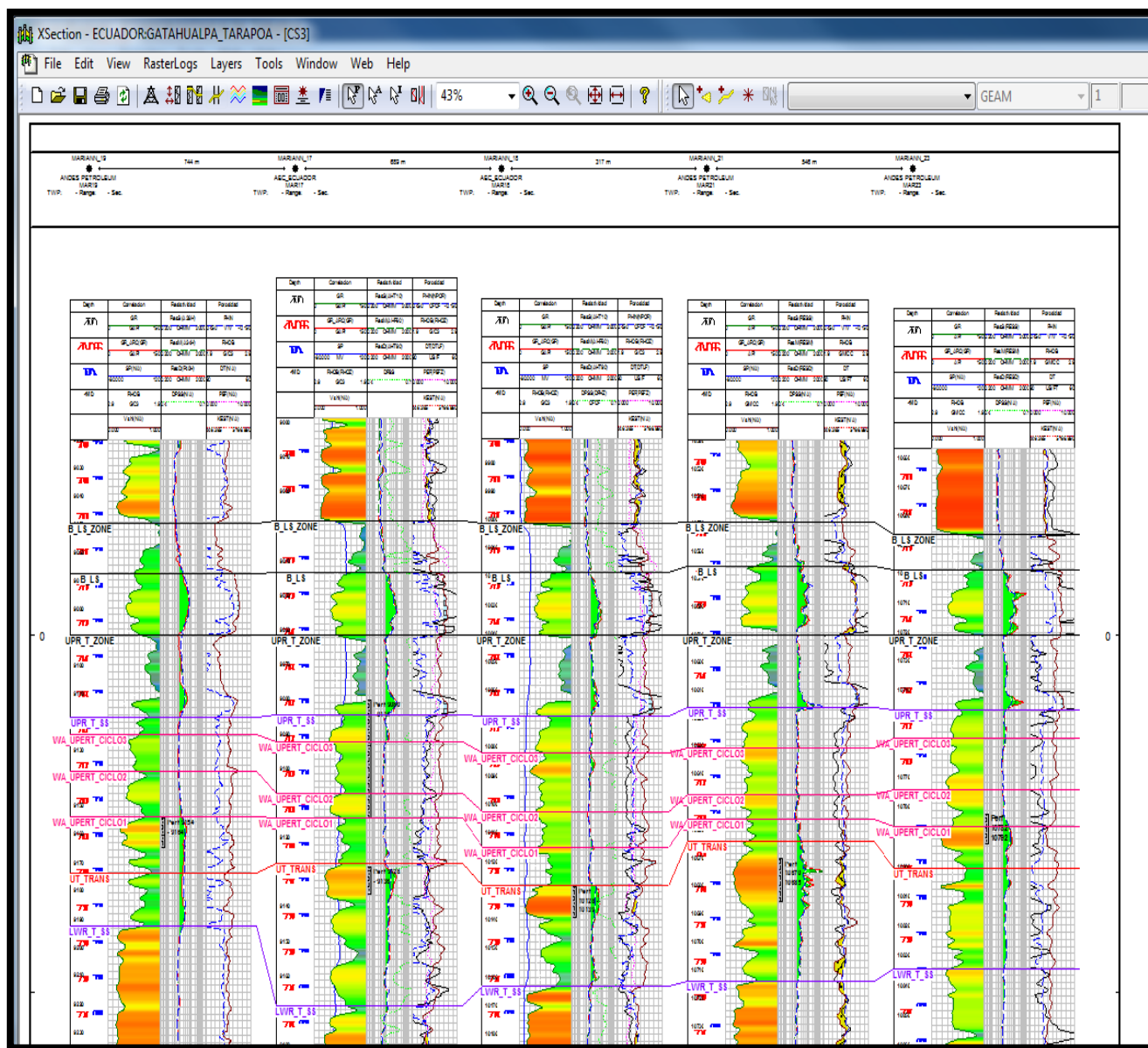
Interpretado por Jenny Granja

(Fuente de datos: Andes Petroleum)



## Anexo I.

### CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 3

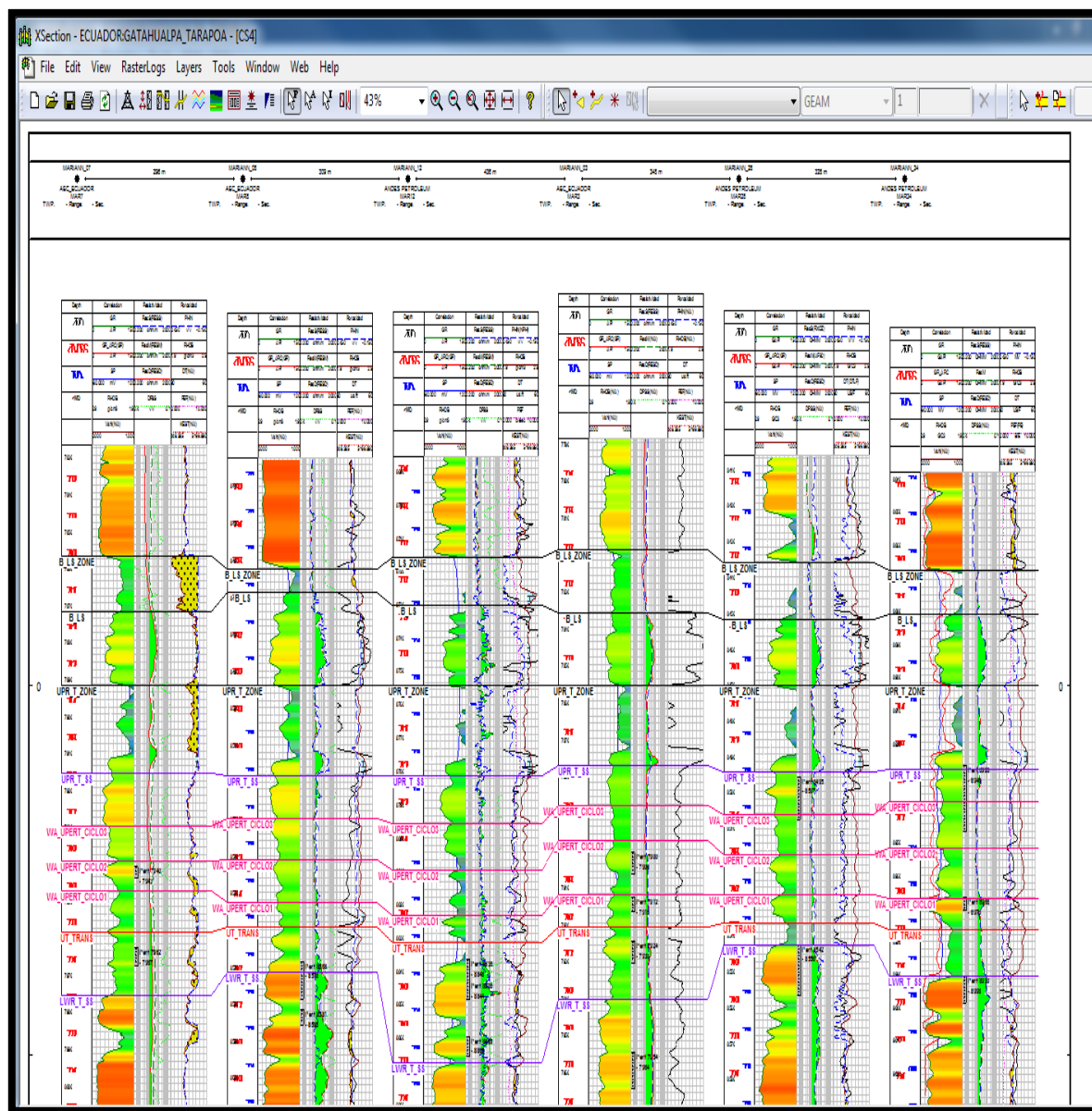


Interpretado por Jenny Granja

(Fuente de datos: Andes Petroleum)

## Anexo J.

### CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 4

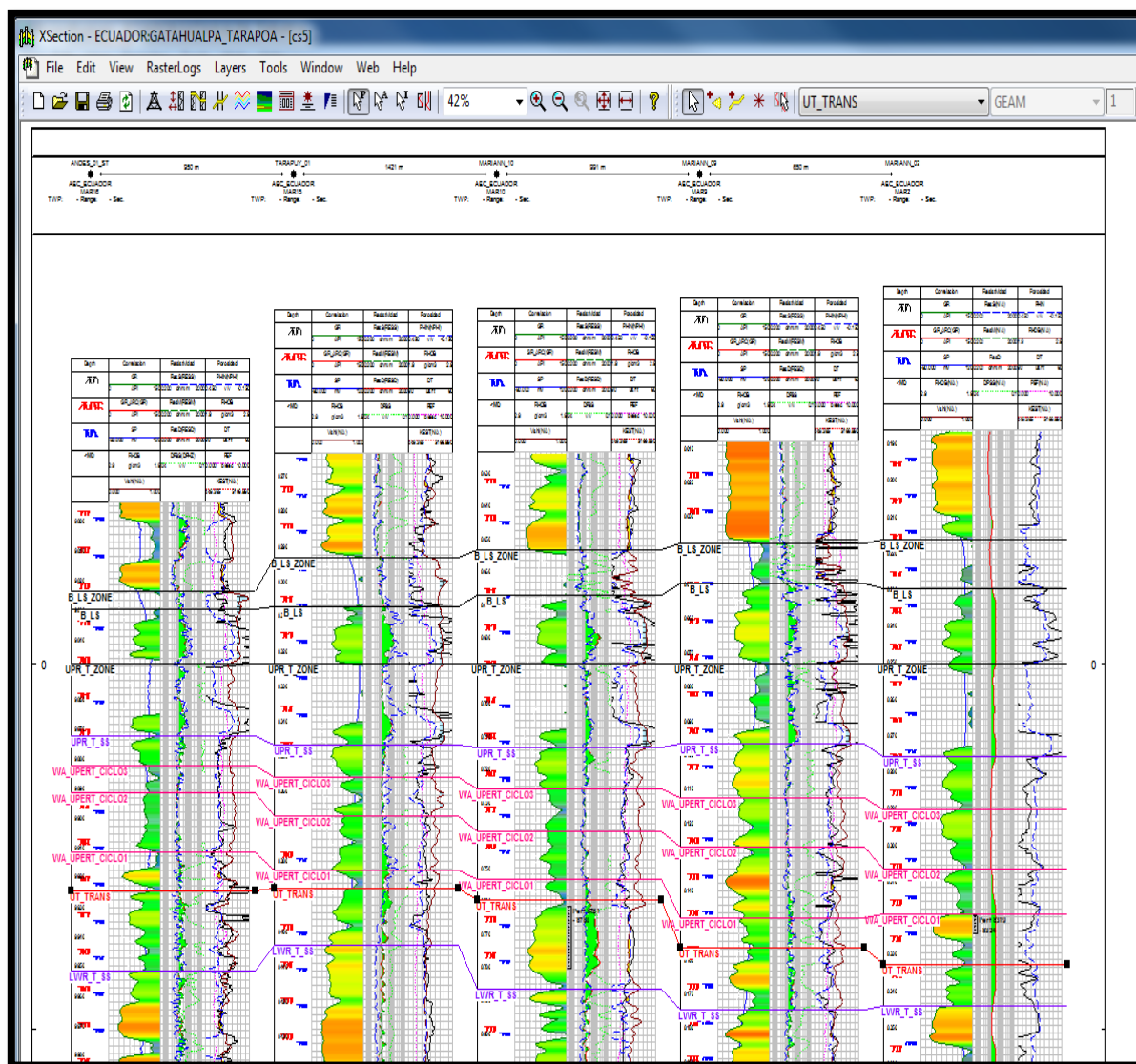


Interpretado por Jenny Granja

(Fuente de datos: Andes Petroleum)

## Anexo K.

### CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 5

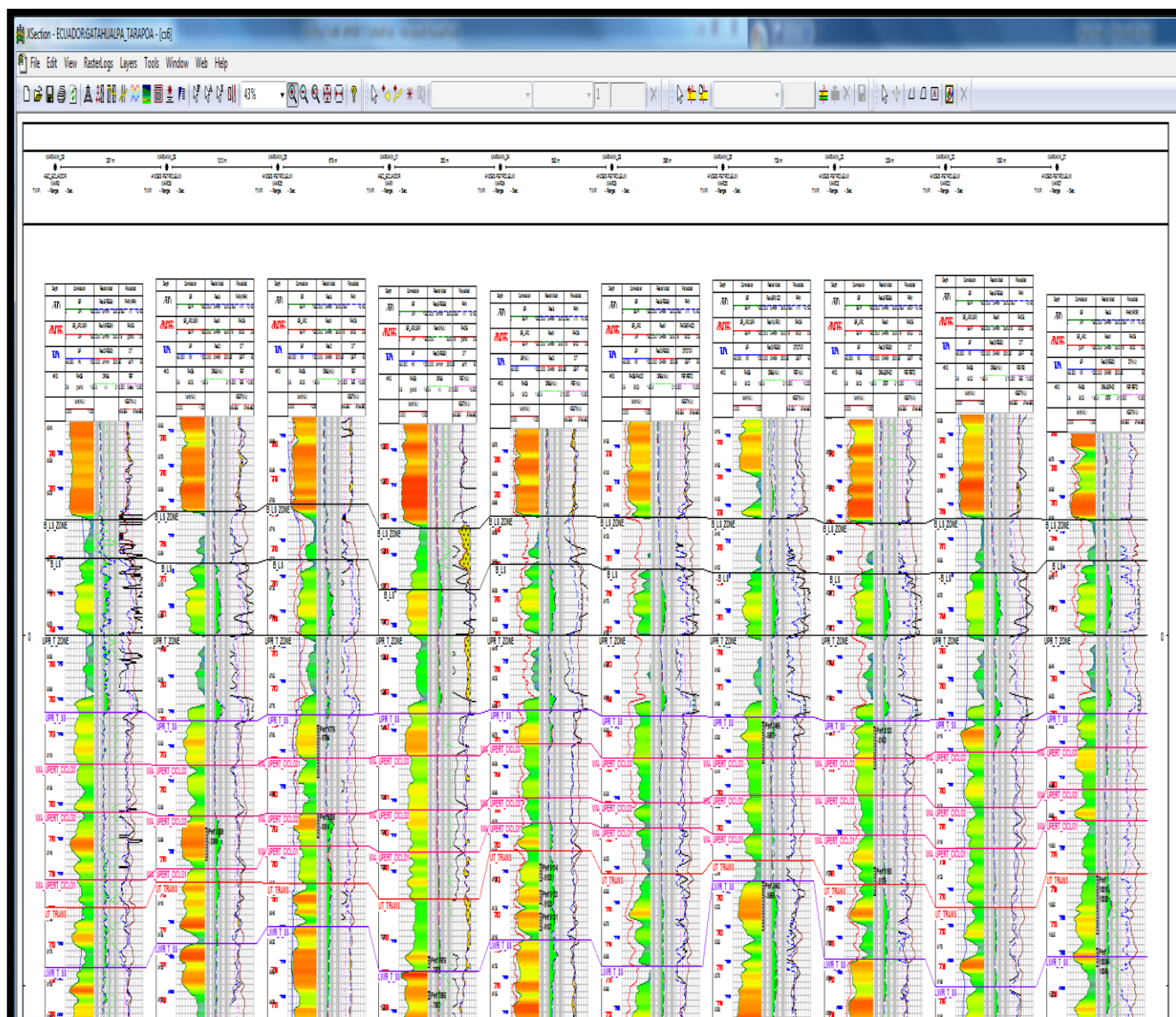


Interpretado por Jenny Granja

(Fuente de datos: Andes Petroleum)

## Anexo L.

### CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 6



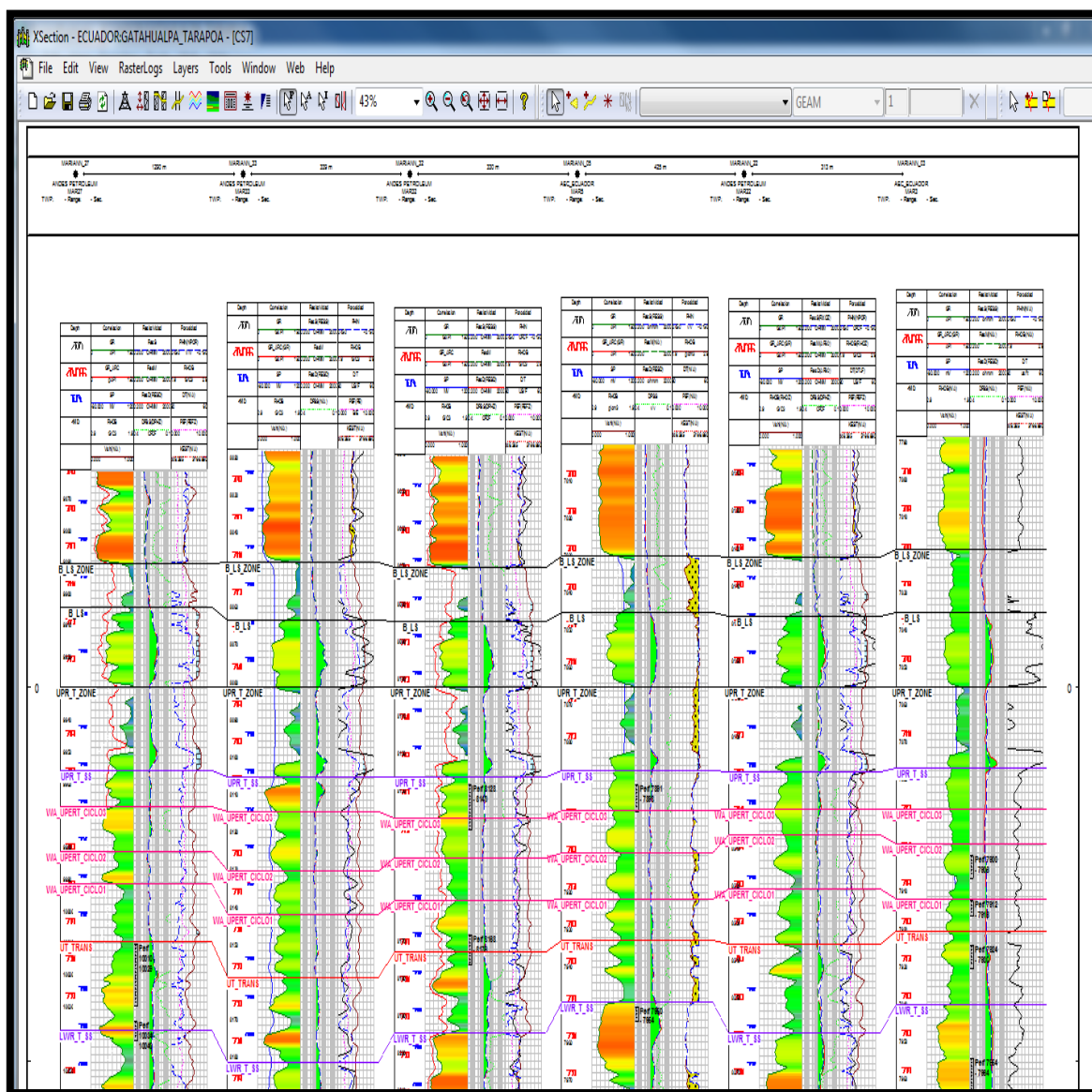
Interpretado por Jenny Granja

(Fuente de datos: Andes Petroleum)



## Anexo M.

### CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 7

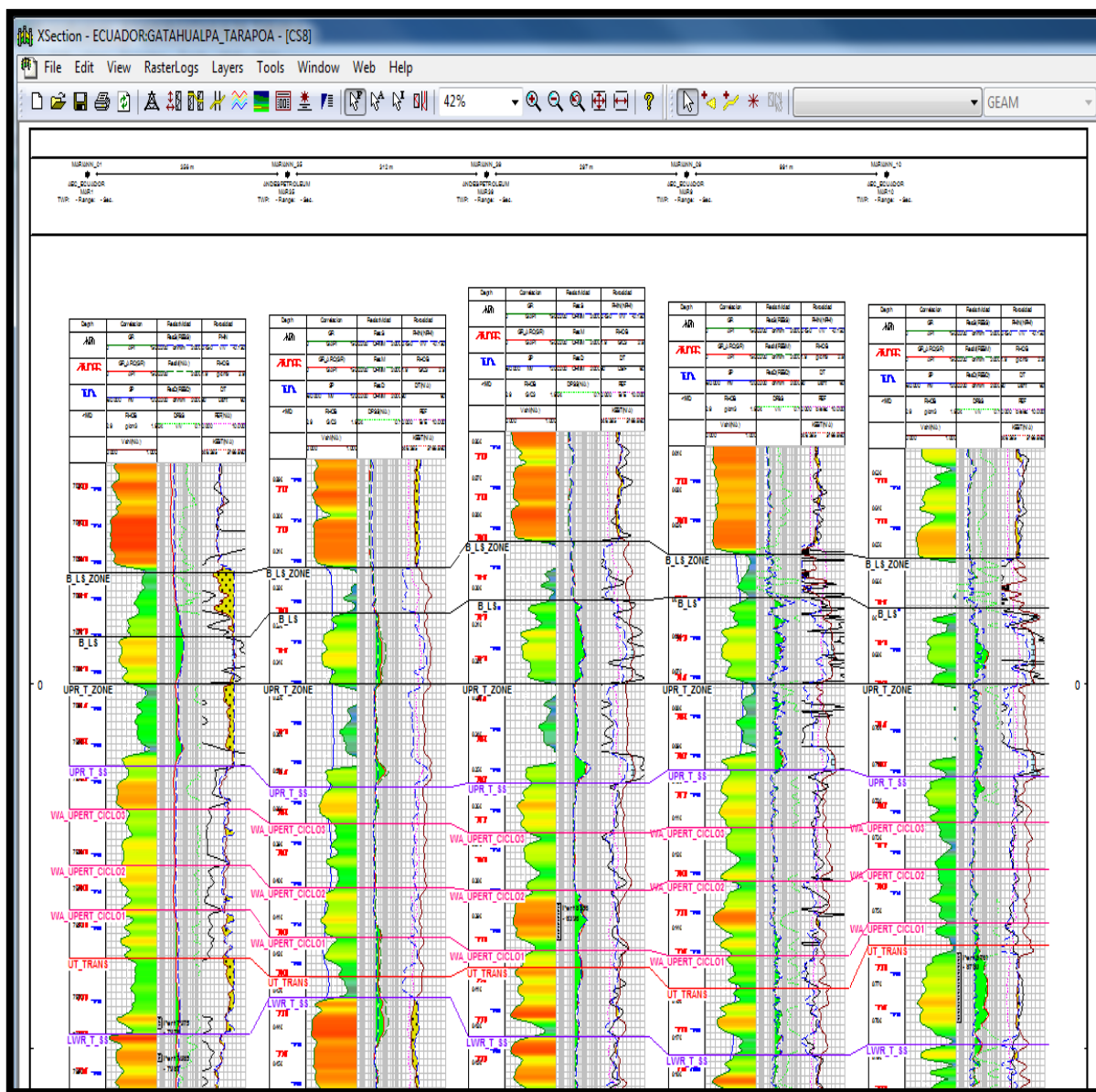


Interpretado por Jenny Granja

(Fuente de datos: Andes Petroleum)

## Anexo N.

### CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 8

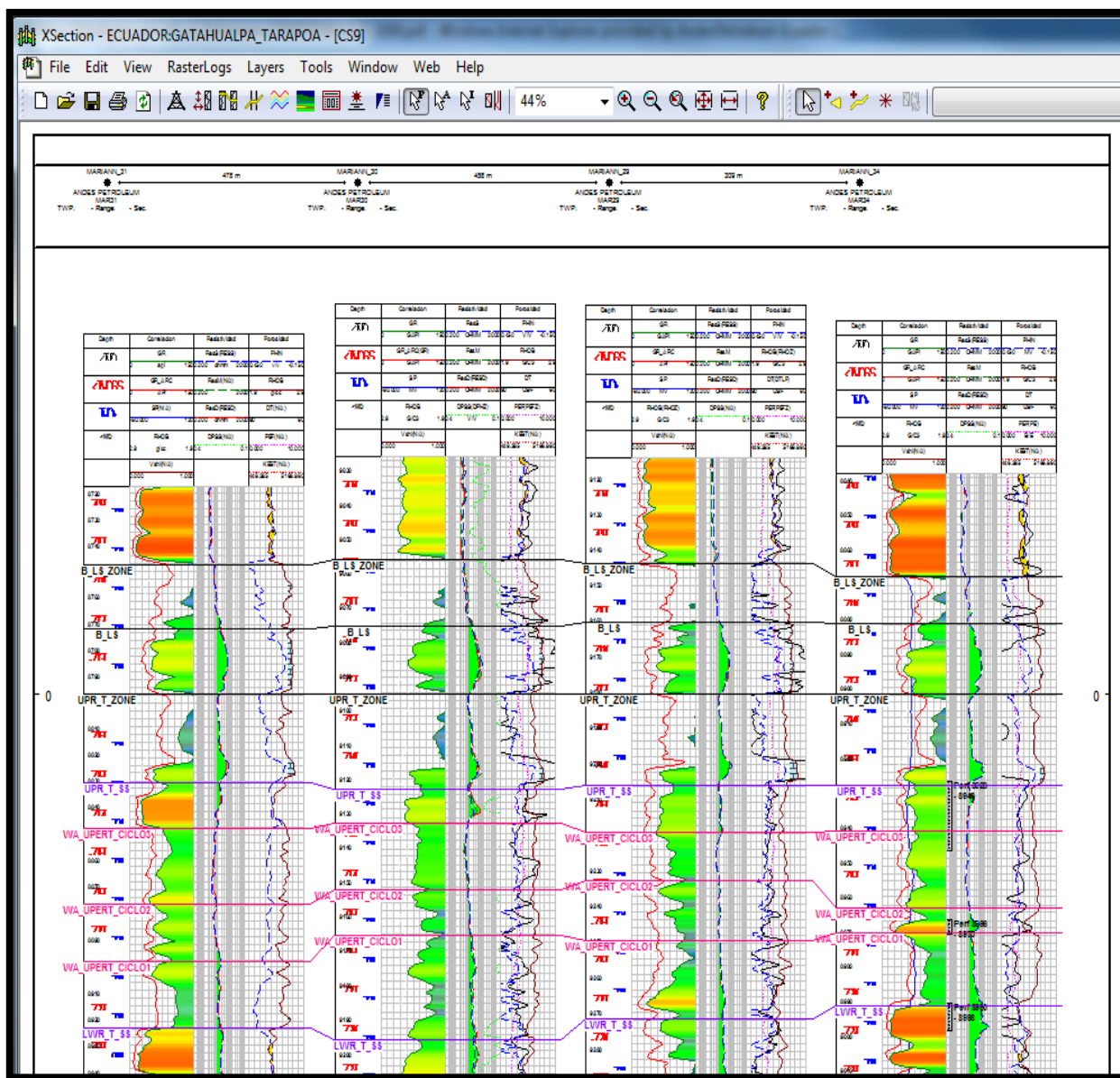


Interpretado por Jenny Granja

(Fuente de datos: Andes Petroleum)

## Anexo O.

### CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA 9



Interpretado por Jenny Granja

(Fuente de datos: Andes Petroleum)

ANEXO P:

CERTIFICADO DE TRADUCCIÓN DEL RESUMEN AL INGLÉS

THESIS ABSTRACT TRANSLATION AUTHENTICIZED CERTIFICATE

CERTIFICATE

Quito, the 31<sup>st</sup> of July, 2013

I hereby certify that the thesis abstract based on the topic: "Geological Model of the Upper "T" Reservoir and Calculation of Resources in the Tarapoa Block of Mariann Field" written by Ms. Jenny Granja and translated by David Behnke is authentic and correct.



Signature

CI: 175147464-2

Contact Information- E-mail: [Davidbehnke3603@aol.com](mailto:Davidbehnke3603@aol.com) -Cell Phone: 0984032860